



TUGAS AKHIR - MO 141326

**ANALISIS PANJANG BENTANGAN BEBAS PIPA GAS  
BAWAH LAUT (STUDI KASUS KLA-KLB *INFIELD FLOW-  
LINE* MILIK PERTAMINA HULU ENERGI *OFFSHORE  
NORTH WEST JAVA*)**

**PRIYO IMAM WICAKSONO  
NRP. 04311440000028**

**Dosen Pembimbing**

**Ir. Imam Rochani, M.Sc.**

**Ir. Handayanu, M.Sc., Ph.D.**

**DEPARTEMEN TEKNIK KELAUTAN**

**Fakultas Teknologi Kelautan**

**Institut Teknologi Sepuluh Nopember**

**Surabaya**

**2018**



FINAL PROJECT - MO 141326

**GAS PIPELINE FREE SPAN LENGTH ANALYSIS (CASE  
STUDY OF KLA-KLB INFIELD FLOWLINE PERTAMINA  
HULU ENERGI OFFSHORE NORTH WEST JAVA)**

**PRIYO IMAM WICAKSONO**  
**NRP. 04311440000028**

**Supervisors**

**Ir. Imam Rochani, M.Sc.**

**Ir. Handayanu, M.Sc., Ph.D.**

**DEPARTMENT OF OCEAN ENGINEERING**

**Faculty of Marine Technology**

**Sepuluh Nopember Institute of Technology**

**Surabaya**

**2018**

**ANALISIS PANJANG BENTANGAN BEBAS PIPA GAS BAWAH LAUT  
(STUDI KASUS KLA-KLB *INFIELD FLOWLINE* MILIK PERTAMINA  
HULU ENERGI *OFFSHORE NORTH WEST JAVA*)**

**TUGAS AKHIR**

Diajukan untuk Memenuhi Salah Satu Syarat Memperoleh Gelar Sarjana Teknik  
pada Program Studi S-1 Departemen Teknik Kelautan Fakultas Teknologi Kelautan  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya

Oleh :

**PRIYO IMAM WICAKSONO**      NRP. 04311440000028

Disetujui oleh :

1. Ir. Imam Rochani, M.Sc.

(Pembimbing 1)

2. Ir. Handayanu, M.Sc., Ph.D.

(Pembimbing 2)

3. Nur Syahroni, S.T., M.T., Ph.D.

(Penguji 1)

4. Ir. Mas Murtedjo, M.Eng.

(Penguji 2)



SURABAYA, JULI 2018

**ANALISIS PANJANG BENTANGAN BEBAS PIPA GAS BAWAH LAUT  
(STUDI KASUS KLA-KLB *INFIELD FLOWLINE* MILIK PERTAMINA  
HULU ENERGI *OFFSHORE NORTH WEST JAVA*)**

**Nama** : Priyo Imam Wicaksono  
**NRP** : 04311440000028  
**Departemen** : Teknik Kelautan FTK-ITS  
**Dosen Pembimbing** : Ir. Imam Rochani, M.Sc.  
Ir. Handayanu, M.Sc., Ph.D.

**ABSTRAK**

Pipa bawah laut merupakan salah satu moda transportasi yang digunakan untuk mengkomodasi penyaluran minyak dan gas di lepas pantai. Dalam proses penyaluran minyak dan gas, pipa bawah laut dapat mengalami permasalahan salah satunya adalah bentangan bebas. Bentangan bebas ini dapat mengakibatkan kegagalan kelelahan akibat *vortex induced vibration* (VIV) dan kegagalan akibat *bending* berlebih, jika panjang bentangan bebas yang terjadi melebihi panjang bentangan bebas yang diizinkan. Tujuan dari tugas akhir ini adalah menghitung besar frekuensi natural bentangan bebas pipa dan menentukan panjang *allowable span* pipa menggunakan kriteria *screening fatigue* DNV RP F105 dan kriteria *allowable stress* ASME B31.8. Frekuensi natural dihitung menggunakan ketentuan DNV RP F105 untuk panjang bentangan bebas pipa 1 m – 25 m. Nilai frekuensi natural ini semakin mengecil seiring bertambahnya panjang bentangan bebas pipa. Nilai frekuensi terbesar adalah 944.391 hz untuk arah *in-line* dan *cross flow*, sedangkan frekuensi terkecil adalah 1.423 hz untuk arah *cross-flow*. Panjang maksimum hasil *screening criteria* kelelahan pipa adalah sebesar 15 m yang diperoleh dari arah *in-line*. Tegangan ekuivalen (*von mises*) yang terjadi pada panjang bentangan bebas pipa sepanjang 15 m adalah sebesar 640.26 MPa dengan rasio tegangan terhadap *allowable stress* ASME B31.8 sebesar 1.98. Bentangan bebas sepanjang 15 m mengalami kegagalan *excessive yielding* sehingga panjang bentangan bebas maksimum yang diizinkan (*allowable span*) berkurang menjadi 9 m. Tegangan ekuivalen yang terjadi pada panjang bentangan bebas 9 m adalah sebesar 282.36 MPa dengan rasio tegangan 0.88. Hasil pemodelan tegangan ekuivalen (*von mises*) menggunakan *software* AUTOPIPE yang terjadi pada bentangan bebas sepanjang 9 m adalah sebesar 268.13 MPa. *Error* terhadap perhitungan tegangan ekuivalen (*von mises*) manual adalah sebesar 5%.

**Kata Kunci :** *allowable span, allowable stress, bentangan bebas, excessive yielding, natural frequency, screening fatigue, VIV.*



**GAS PIPELINE FREE SPAN LENGTH ANALYSIS (CASE STUDY OF  
KLA-KLB INFELD FLOWLINE PERTAMINA HULU ENERGI  
OFFSHORE NORTH WEST JAVA)**

**Nama** : Priyo Imam Wicaksono  
**NRP** : 04311440000028  
**Department** : Ocean Engineering FTK-ITS  
**Supervisors** : Ir. Imam Rochani, M.Sc.  
Ir. Handayanu, M.Sc., Ph.D.

**ABSTRACT**

Submarine pipeline is one of the transportation mode which used to accomodate offshore oil and gas distribution. In its process to distribute oil and gas products, submarine pipeline may encounter a problem, one of them is free spanning pipeline. Free spanning pipeline can cause VIV fatigue failure and excessive yielding failure if the span length exceeds the allowable span length. Objectives of this study is to determine natural frequency of free spanning pipeline and allowable span length of free spanning pipeline using screening fatigue criteria DNV RP F105 and allowable stress criteria ASME B31.8. The natural frequency is calculated using DNV RP F105 criteria for 1 meter to 25 meter span length. Natural frequency value decreases as the span length increases. The largest natural frequency value is 944.391 hertz for in-line and cross-flow direction, while the smallest natural frequency is 1.423 hertz for cross-flow direction. The maximum span length from screening fatigue result is 15 meter which obtained from in-line direction. Equivalent stress at the 15-meter span length is 640.26 MPa with the ratio to allowable stress ASME B31.8 is 1.98. The 15-meter span experienced excessive yielding failure so that the allowable span is reduced to 9 meters. Equivalent stress at 9-meter span length is 282.36 MPa with the ratio to allowable stress ASME B31.8 is 0.88. The equivalent stress modeling result using AUTOPIPE software at 9-meter span length is 268.13 MPa. Error to the manual equivalent (von mises) stress calculation is 5%.

**Keywords** : allowable span, allowable stress, excessive yielding, free spanning, natural frequency, screening fatigue, VIV.

## KATA PENGANTAR

Assalamu'alaikum Wr. Wb.

Puji syukur kepada Allah SWT yang telah memberikan rahmat dan hidayah-Nya, sehingga penulis dapat menyelesaikan penelitian tugas akhir yang berjudul Analisis Panjang Bentangan Bebas Pipa Gas Bawah Laut (Studi Kasus KLA-KLB *Infield Flowline* Milik Pertamina Hulu Energi *North West Java*) dengan baik dan tepat waktu.

Tugas akhir merupakan salah satu syarat kelulusan mahasiswa di Institut Teknologi Sepuluh Nopember agar dapat memperoleh gelar sarjana. Mahasiswa ITS diwajibkan untuk mengangkat suatu topik permasalahan yang sesuai dengan bidang di masing-masing departemen. Khusus untuk departemen teknik kelautan, permasalahan yang diangkat adalah permasalahan teknologi kelautan yang sesuai dengan materi yang diberikan selama masa perkuliahan, termasuk manajemen, perancangan, dan eksperimen objek-objek teknologi kelautan. .

Penulis menyadari bahwa di dalam proses penyelesaian tugas akhir dan laporan yang dibuat masih terdapat kekurangan, baik dari penulisan, pemilihan batasan masalah dan proses analisis data. Penulis mengharapkan kritik dan saran yang membangun dari pembaca sehingga penelitian dan penulisan laporan dapat menjadi lebih baik untuk ke depannya.

Wassalamu'alaikum Wr. Wb.

Surabaya, Juli 2018

Priyo Imam Wicaksono

## UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis tidak lupa mengucapkan terima kasih kepada pihak-pihak yang turut membantu dalam pengerjaan tugas akhir ini.

1. Allah SWT, atas segala nikmat dan karunia-Nya sehingga tugas akhir ini dapat terselesaikan dengan baik.
2. Orang tuaku, Herry Prasetya Hadi dan Putri Yasmin, yang selama ini selalu memberikan motivasi dan pembelajaran hidup yang berarti. Terima kasih atas segala doa, perhatian, kasih sayang, dan banyak hal yang tak dapat diungkapkan seluruhnya. Maafkan jika anakmu ini masih banyak kekurangan dan selalu merepotkan selama hidup di bawah asuhanmu. Semoga tugas akhir ini dan seluruh ilmu yang telah dipelajari dapat mengantarkan anakmu ini menuju kesuksesan.
3. Kedua saudara kandungku, Priyo Imam Aditomo dan Sari Putri Anggraeni, beserta kedua saudara iparku, Pramudita Ananta Prabowo dan Melati Kusuma Ayu yang telah membagikan pengalamannya selama masa-masa kuliah yang menjadikan motivasi dalam penyelesaian tugas akhir ini. Terima kasih telah membantu adikmu ini dalam bentuk materi maupun motivasi. Maafkan jika adikmu ini masih merepotkan dan doakan agar adikmu ini dapat segera menyusul untuk meraih kesuksesan.
4. Teman-teman satu bimbingan “Makmum” dan “Hodayanu *Squad*” yang telah menjadi tempat diskusi, belajar, bersenda gurau dan curahan hati. Terima kasih kawan, tanpa bantuan kalian tugas akhir ini tak akan dapat terselesaikan dengan baik dan tepat waktu.
5. Keluarga *Maelstrom* 2014 yang memberikan yang telah menjadi keluarga kedua penulis di Surabaya. Terima kasih telah menjadi teman seperjuangan selama 4 tahun. Semoga jalinan ikatan keluarga kita dapat berlangsung selamanya dan dapat saling terus membantu satu sama lain hingga akhir hayat.
6. Kedua dosen pembimbing tugas akhir penulis, yaitu Bapak Ir. Imam Rochani, M.Sc. dan Bapak Ir. Handayanu, M.Sc., Ph.D., penulis berterima kasih sebesar-besarnya atas bimbingan dan bekal pengetahuannya selama ini.

7. Mas Ryan Hangga Sri Wijiharto dan Mas Novella Musya, selaku pembimbing kegiatan Kerja Praktik penulis, yang telah membantu dalam pencarian data proyek pipa bawah laut.
8. Bapak Dr. Eng. Muhammad Zikra, S.T, M.Sc. selaku dosen wali penulis yang telah membimbing dan mengarahkan penulis selama masa perkuliahan.
9. Bapak dan Ibu dosen serta seluruh civitas akademika Departemen Teknik Kelautan atas semua ilmu dan bimbingan yang diberikan kepada penulis.

## DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL.....	i
LEMBAR PENGESAHAN .....	iii
ABSTRAK .....	iv
KATA PENGANTAR .....	vi
UCAPAN TERIMA KASIH.....	vii
DAFTAR ISI .....	ix
DAFTAR GAMBAR .....	xii
DAFTAR TABEL.....	xiii
DAFTAR NOTASI .....	xvi
BAB I PENDAHULUAN .....	1
1.1 Latar Belakang .....	1
1.2 Rumusan Masalah.....	3
1.3 Tujuan .....	3
1.4 Manfaat .....	4
1.5 Batasan Masalah .....	4
1.6 Sistematika Penulisan .....	5
BAB II TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI.....	7
2.1 Tinjauan Pustaka.....	7
2.2 Dasar Teori.....	9
2.2.1 Bentangan Bebas.....	9
2.2.2 Perhitungan Dimensi Pipa .....	10
2.2.3 Massa Efektif Pipa .....	13
2.2.4 Berat Terendam Pipa .....	14
2.2.5 Kondisi Pembebanan Pipa .....	15
2.2.6 Beban Lingkungan .....	15
2.2.6.1 Arus.....	15
2.2.6.2 Gelombang.....	16
2.2.7 Gaya Hidrodinamis .....	19
2.2.7.1 Gaya <i>Drag</i> .....	20
2.2.7.2 Gaya Inersia .....	22
2.2.7.3 Gaya <i>Lift</i> .....	22
2.2.8 <i>Vortex Induced Vibration</i> .....	23

2.2.9	Frekuensi Natural Pipa.....	25
2.2.10	Penentuan Panjang Bentangan Bebas Maksimum.....	29
2.2.10.1	<i>Screening</i> Kelelahan .....	30
2.2.11	Safety Factor .....	31
2.2.12	<i>Dynamic Soil Stiffness</i> .....	32
2.2.12.1	Koefisien <i>Dynamic Soil Stiffness</i> .....	33
2.2.12.2	<i>Poisson Ratio</i> Tanah .....	33
2.2.13	Tegangan pada Pipa .....	34
2.2.13.1	Tegangan <i>Hoop</i> .....	34
2.2.13.2	Tegangan Longitudinal .....	35
2.2.13.3	Tegangan Ekuivalen ( <i>Von Mises</i> ) .....	38
2.2.14	Mitigasi Bentangan Bebas Pipa Bawah Laut.....	39
2.2.15	<i>Software</i> AUTOPIPE .....	39
BAB III METODOLOGI PENELITIAN.....		41
3.1	Metodologi Penelitian .....	41
3.1.1	Diagram Alir ( <i>Flowchart</i> ).....	41
3.1.2	Prosedur Penelitian .....	43
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN .....		49
4.1	Data Tugas Akhir .....	49
4.1.1	Data Umum Pipa.....	50
4.1.2	Data Desain.....	50
4.1.3	Data Lingkungan.....	52
4.1.4	Data Bentangan Bebas Pipa .....	53
4.2	Perhitungan Dimensi Pipa.....	53
4.3	Perhitungan Massa Efektif Pipa .....	54
4.4	Perhitungan Berat Terendam .....	56
4.5	Perhitungan Kecepatan Partikel Air.....	56
4.5.1	Perhitungan Kecepatan Arus <i>Steady</i> pada Elevasi Pipa .....	57
4.5.2	Perhitungan Kecepatan Arus Akibat Gelombang pada Elevasi Pipa .....	58
4.6	Parameter <i>Vortex Induced Vibration</i> .....	60
4.6.1	<i>Stability Parameter</i> .....	61
4.6.2	<i>Current Flow Ratio</i> .....	61
4.6.3	<i>Reynold Number</i> .....	61

4.6.4	Bilangan <i>Keulegan Carpenter</i> .....	61
4.6.5	Reduced Velocity .....	62
4.7	Gaya Hidrodinamis .....	62
4.7.1	Gaya <i>Drag</i> .....	63
4.8	<i>Dynamic Soil Stiffness</i> dan <i>Concrete Stiffness Factor</i> .....	64
4.8.1	<i>Dynamic Soil Stiffness</i> .....	64
4.8.2	<i>Concrete Stiffness Factor</i> .....	65
4.9	Panjang Efektif Bentangan Bebas .....	66
4.10	<i>Effective Axial Force</i> , <i>Critical Buckling Load</i> dan <i>Static Deflection</i> ....	66
4.10.1	Penentuan <i>Boundary condition</i> .....	66
4.10.2	<i>Effective Axial Force</i> .....	67
4.10.3	<i>Critical Buckling Load</i> .....	68
4.10.4	<i>Static Deflection</i> .....	69
4.11	Frekuensi Natural Pipa Bawah Laut .....	70
4.12	Penentuan Panjang Bentangan Bebas Maksimum dengan <i>Screening Criteria</i> Kelelahan .....	71
4.13	Tegangan Ekuivalen ( <i>Von Mises</i> ) .....	72
4.13.1	Perhitungan Tegangan <i>Von Mises</i> Manual .....	73
4.13.2	Evaluasi Panjang Bentangan Bebas Maksimum Pipa terhadap Kriteria <i>Allowable Stress</i> ASME B31.8 .....	77
4.13.3	Perhitungan Tegangan <i>Von Mises</i> Pemodelan AUTOPIPE .....	78
4.14	Hasil Panjang Bentangan Bebas Maksimum yang Diizinkan .....	82
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN .....		83
5.1	Kesimpulan .....	83
5.2	Saran .....	84
DAFTAR PUSTAKA .....		87

## DAFTAR GAMBAR

<b>Gambar 1.1</b>	<i>Layout</i> Lokasi Pemasangan Pipa <i>Gas Lift</i> 4” KLA-KLB.....	1
<b>Gambar 2.1.</b>	Bentangan Bebas Pipa Bawah Laut.....	9
<b>Gambar 2.2.</b>	Lapisan Pipa .....	10
<b>Gambar 2.3.</b>	<i>Concrete Weight Coating</i> .....	12
<b>Gambar 2.4.</b>	Grafik <i>Reduction Factor</i> Akibat Efek Arah dan Sebaran Gelombang .....	19
<b>Gambar 2.5.</b>	Persebaran Kecepatan Partikel Air di Daerah Pipa .....	19
<b>Gambar 2.6.</b>	Grafik $\psi_{KC}, \alpha_{CD}$ untuk $KC < 5$ .....	21
<b>Gambar 2.7.</b>	<i>Vortex Induced Vibration</i> .....	23
<b>Gambar 2.8.</b>	Tegangan <i>Hoop</i> .....	35
<b>Gambar 2.9.</b>	Tegangan Longitudinal.....	35
<b>Gambar 3.1.</b>	Diagram Alir Pengerjaan Tugas Akhir.....	41
<b>Gambar 3.2.</b>	Diagram Alir Pengerjaan Tugas Akhir (Lanjutan).....	42
<b>Gambar 3.3.</b>	Diagram Alir Pengerjaan Tugas Akhir (Lanjutan).....	43
<b>Gambar 4.1</b>	KLA-KLB <i>Overall Pipeline Route Layout</i> .....	49
<b>Gambar 4.2</b>	Pemodelan <i>Free span</i> Pipa Menggunakan AUTOPIPE.....	80
<b>Gambar 4.3</b>	Lokasi Pengaplikasian Properti Tanah pada Model .....	81
<b>Gambar 4.4</b>	Tampilan Hasil Tegangan <i>Von Mises</i> dengan AUTOPIPE.....	82



## DAFTAR TABEL

<b>Tabel 2.1.</b>	<i>Seabed Roughness Parameter</i> .....	16
<b>Tabel 2.2.</b>	Kekasaran Permukaan Pipa .....	20
<b>Tabel 2.3.</b>	Koefisien <i>Lift</i> .....	22
<b>Tabel 2.4.</b>	<i>Boundary condition Coefficient</i> .....	28
<b>Tabel 2.5.</b>	<i>Safety Factor</i> untuk <i>Screening Criteria</i> .....	32
<b>Tabel 2.6.</b>	<i>Safety Factor</i> untuk Parameter VIV .....	32
<b>Tabel 2.7.</b>	Koefisien <i>dynamic soil stiffness</i> untuk tanah jenis <i>clay</i> .....	33
<b>Tabel 2.8.</b>	Parameter Geoteknik untuk Jenis Tanah Clay.....	33
<b>Tabel 2.9.</b>	Tegangan Izin pada Pipa Berdasarkan ASME B31.8 : <i>Gas Transmission and Distributing Piping System</i> .....	34
<b>Tabel 2.10.</b>	<i>Stress Intensification Factor</i> .....	37
<b>Tabel 2.11.</b>	<i>Stress Intensification Factor</i> (lanjutan) .....	38
<b>Tabel 4.1.</b>	Lokasi Platform .....	50
<b>Tabel 4.2.</b>	Design Life .....	50
<b>Tabel 4.3.</b>	Properti Konten Pipa .....	50
<b>Tabel 4.4.</b>	Data Desain Pipa .....	50
<b>Tabel 4.5.</b>	Data Material Pipa .....	50
<b>Tabel 4.6.</b>	Parameter Operasi Pipa .....	51
<b>Tabel 4.7.</b>	Data <i>Corrosion Coating</i> .....	51
<b>Tabel 4.8.</b>	Data <i>Concrete Coating</i> .....	51
<b>Tabel 4.9.</b>	Data <i>Field Joint Coating</i> .....	52
<b>Tabel 4.10.</b>	Data Kedalaman Laut .....	52
<b>Tabel 4.11.</b>	Data Arus dan Gelombang .....	52
<b>Tabel 4.12.</b>	Data Pasang Surut.....	52
<b>Tabel 4.13.</b>	Data Tanah.....	53
<b>Tabel 4.14.</b>	Data Properti Pipa.....	53
<b>Tabel 4.15.</b>	Hasil Perhitungan Dimensi Pipa.....	54
<b>Tabel 4.16.</b>	Massa Pipa di Udara .....	55
<b>Tabel 4.17.</b>	Koefisien Massa Tambah .....	55
<b>Tabel 4.18.</b>	Hasil Perhitungan Massa Tambah .....	55
<b>Tabel 4.19.</b>	Hasil Massa Efektif Pipa .....	55
<b>Tabel 4.20.</b>	Hasil Perhitungan Gaya Berat Pipa di Udara .....	56

<b>Tabel 4.21.</b>	Hasil Perhitungan Gaya <i>Buoyancy</i> .....	56
<b>Tabel 4.22.</b>	Hasil Perhitungan Gaya Berat Terendam Pipa .....	56
<b>Tabel 4.23.</b>	Parameter untuk perhitungan kecepatan arus <i>steady</i> pada elevasi pipa .....	57
<b>Tabel 4.24.</b>	Hasil Perhitungan Kecepatan Arus <i>Steady</i> pada Elevasi Pipa.....	58
<b>Tabel 4.25.</b>	Data Gelombang .....	58
<b>Tabel 4.26.</b>	Parameter Spektrum JONSWAP .....	59
<b>Tabel 4.27.</b>	Hasil Angka Gelombang .....	59
<b>Tabel 4.28.</b>	Hasil Kecepatan Arus Signifikan Normal pada Pipa .....	60
<b>Tabel 4.29.</b>	Parameter Awal untuk Perhitungan Parameter VIV .....	60
<b>Tabel 4.30.</b>	<i>Modal Damping Ratio</i> .....	61
<b>Tabel 4.31.</b>	Parameter VIV .....	62
<b>Tabel 4.32.</b>	Parameter VIV ( <i>Reduced Velocity</i> ) .....	62
<b>Tabel 4.33.</b>	Parameter Awal Perhitungan Koefisien <i>Drag</i> .....	63
<b>Tabel 4.34.</b>	Hasil Koefisien <i>Drag</i> .....	64
<b>Tabel 4.35.</b>	Hasil Gaya <i>Drag</i> .....	64
<b>Tabel 4.36.</b>	Parameter Perhitungan <i>Dynamic Soil Stiffness</i> .....	64
<b>Tabel 4.37.</b>	<i>Dynamic Soil Stiffness</i> .....	65
<b>Tabel 4.38.</b>	Parameter Perhitungan CSF .....	65
<b>Tabel 4.39.</b>	Panjang Efektif Bentangan Bebas Pipa .....	66
<b>Tabel 4.40.</b>	Koefisien <i>Pinned-Pinned Boundary condition</i> .....	67
<b>Tabel 4.41.</b>	Parameter Perhitungan <i>Effective Axial Force</i> .....	67
<b>Tabel 4.42.</b>	Parameter Awal Perhitungan Perbedaan Tekanan .....	68
<b>Tabel 4.43.</b>	Parameter Perhitungan <i>Critical Buckling Load</i> .....	68
<b>Tabel 4.44.</b>	<i>Critical Buckling Load</i> Bentangan Bebas Pipa .....	69
<b>Tabel 4.45.</b>	Parameter Perhitungan <i>Static Deflection</i> .....	69
<b>Tabel 4.46.</b>	<i>Static Deflection</i> Bentangan Bebas Pipa .....	70
<b>Tabel 4.47.</b>	Parameter Perhitungan Frekuensi Natural Pipa.....	70
<b>Tabel 4.48.</b>	Frekuensi Natural Bentangan Bebas Pipa .....	71
<b>Tabel 4.49.</b>	Hasil Panjang Maksimum Bentangan Bebas Pipa yang Diizinkan arah <i>In-line</i> .....	72
<b>Tabel 4.50.</b>	Hasil Panjang Maksimum Bentangan Bebas Pipa yang Diizinkan arah <i>Cross-flow</i> .....	72
<b>Tabel 4.51.</b>	Parameter Awal Perhitungan Tegangan <i>Hoop</i> .....	73

<b>Tabel 4.52.</b>	Hasil Tegangan <i>Hoop</i> .....	73
<b>Tabel 4.53.</b>	Cek Hasil Tegangan <i>Hoop</i> terhadap <i>Allowable Stress</i> ASME B31.8.....	73
<b>Tabel 4.54.</b>	Parameter Perhitungan Tegangan Aksial .....	74
<b>Tabel 4.55.</b>	Hasil Tegangan Aksial .....	74
<b>Tabel 4.56.</b>	Parameter Perhitungan Tegangan <i>Thermal</i> dan Tegangan <i>Poisson</i> .....	74
<b>Tabel 4.57.</b>	Hasil Tegangan <i>Thermal</i> dan <i>Poisson</i> .....	75
<b>Tabel 4.58.</b>	Parameter Perhitungan Tegangan <i>Bending</i> .....	75
<b>Tabel 4.59.</b>	Hasil Perhitungan Tegangan <i>Bending</i> (8 m -15 m) .....	76
<b>Tabel 4.60.</b>	Hasil Tegangan Longitudinal (8 m -15 m) .....	76
<b>Tabel 4.61.</b>	Hasil Tegangan <i>Von Mises</i> Manual .....	77
<b>Tabel 4.62.</b>	Cek Hasil Tegangan <i>Von Mises</i> terhadap Kriteria <i>Allowable Stress</i> ASME B31.8 .....	77
<b>Tabel 4.63.</b>	<i>Input</i> AUTOPIPE <i>Pipe Properties</i> .....	78
<b>Tabel 4.64.</b>	<i>Input</i> Tekanan dan Temperatur Operasi Pipa .....	79
<b>Tabel 4.65.</b>	Panjang Bagian Pipa .....	79
<b>Tabel 4.66.</b>	<i>Input</i> Pembebanan Model Pipa.....	80
<b>Tabel 4.67.</b>	Parameter Tanah .....	81
<b>Tabel 4.68.</b>	Panjang Bentangan Bebas Maksimum yang Diizinkan.....	82

## DAFTAR NOTASI

### Latin

$A_i$	= luas penampang internal pipa baja ( $m^2$ )
$A_{st}$	= luas penampang pipa baja ( $m^2$ )
$C_D$	= koefisien <i>drag</i>
$C_D^0$	= koefisien <i>drag</i> dasar untuk aliran <i>steady</i>
$C_L$	= koefisien <i>dynamic soil stiffness</i> horizontal ( $kN/m^{5/2}$ )
$C_L$	= koefisien gaya angkat
$C_M$	= koefisien gaya inersia
$C_a$	= koefisien massa tambah
$C_n$	= <i>boundary condition coefficient</i> ( $n = 1,2,3,4,5,6$ )
$C_v$	= koefisien <i>dynamic soil stiffness</i> vertikal ( $kN/m^{5/2}$ )
$D_0$	= diameter luar pipa baja (m)
$D_{cc}$	= diameter <i>corrosion coating</i> (m)
$D_i$	= diameter dalam pipa (m)
$D_t$	= diameter total pipa (m)
$D_{wc}$	= diameter selimut beton ( <i>concrete</i> ) (m)
$E_{st}$	= <i>young's modulus</i> pipa baja ( $N/m^2$ )
$F_D$	= gaya <i>drag</i> (N/m)
$F_I$	= gaya inersia (N/m)
$F_L$	= gaya angkat (N/m)
$F_b$	= gaya Apung ( <i>Bouyancy</i> ) (N/m)
$H_{eff}$	= <i>effective lay tension</i> (N)
$H_s$	= tinggi gelombang signifikan (m)
$I_{conc}$	= momen inersia selimut beton ( $m^4$ )
$I_{st}$	= momen inersia pipa baja ( $m^4$ )
$K_L$	= <i>dynamic soil stiffness</i> horizontal ( $kN/m/m$ )
$K_{sd}$	= <i>stability parameter</i> / $\gamma_k$ ( <i>safety factor</i> )
$K_v$	= <i>dynamic soil stiffness</i> vertikal ( $kN/m/m$ )
$L_{eff}$	= panjang bentangan bebas efektif (m)
$M_i$	= <i>in-plane bending moment</i> (N.m)

$M_o$	= <i>out-plane bending moment</i> (N.m)
$P_{cr}$	= <i>critical buckling load</i> (N)
$P_e$	= tekanan eksternal (Pa)
$P_i$	= perbedaan tekanan internal (Pa)
$R_C$	= faktor reduksi kecepatan arus
$R_D$	= <i>reduction factor</i> , akibat efek arah dan sebaran gelombang
$S_{\eta\eta}$	= spektrum gelombang
$S_{UU}(\omega)$	= <i>wave-induced velocity spectrum</i>
$S_{eff}$	= <i>effective axial force</i> (N)
$S_t$	= <i>strouhal number</i> (0.2 untuk silinder bulat)
$T_1$	= temperatur pipa saat instalasi (°C)
$T_2$	= temperatur pipa saat operasi (°C)
$T_p$	= periode puncak gelombang (s)
$T_w$	= periode gelombang (s)
$U_{c,100 \text{ tahun}}$	= <i>periode ulang 100 tahun untuk arus laut</i>
$U_c$	= kecepatan arus pada elevasi pipa (m/s)
$U_s$	= kecepatan arus signifikan pada elevasi pipa akibat gelombang (m/s)
$U_{tot}$	= kecepatan partikel air (m/s)
$U_{w,1 \text{ tahun}}$	= periode ulang signifikan 1 tahun untuk <i>wave induce velocity</i>
$U_w$	= kecepatan arus signifikan normal pada pipa, dipengaruhi arah dan sebaran gelombang (m/s)
$V_{R,onset}^{CF}$	= <i>cross-flow onset value</i>
$V_{R,onset}^{IL}$	= <i>in-line onset value</i>
$a_n$	= percepatan partikel air (m/s <sup>2</sup> )
$f_1$	= <i>fundamental natural frequency</i> (Hz)
$f_{n,CF}$	= frekuensi natural <i>cross flow</i>
$f_{n,IL}$	= frekuensi natural <i>in-line</i>
$f_n$	= frekuensi natural pipa (Hz)
$f_w$	= frekuensi gelombang (rad/s)
$i_i$	= <i>in-plane stress intensification factor</i>

$i_o$	= <i>out-plane intensification factor</i>
$k_w$	= angka gelombang yang diperoleh melalui iterasi Persamaan <i>transcendal</i>
$m_a$	= massa tambah (kg/m)
$m_c$	= massa konten Pipa (kg/m)
$m_{cc}$	= massa lapisan anti korosi (kg/m)
$m_{disp}$	= massa air yang dipindahkan (kg/m)
$m_e$	= massa efektif pipa (kg/m)
$m_{st}$	= massa pipa baja (kg/m)
$m_{str}$	= massa struktur pipa (kg/m)
$m_{wc}$	= massa selimut beton (kg/m)
$p_e$	= tekanan ekstenal (MPa)
$p_i$	= tekanan desain internal pipa (MPa)
$t_{cc}$	= tebal lapisan anti korosi (m)
$t_{corr}$	= tebal <i>corrosion allowance</i> (m)
$t_{int}$	= tebal lapisan anti korosi internal (m)
$t_{mg}$	= tebal <i>marine growth</i> (m)
$t_{nom}$	= tebal nominal dinding pipa (m)
$t_{wc}$	= tebal <i>concrete coating</i> (m)
$\nu_s$	= viskositas kinematik air laut (m <sup>2</sup> /s)
$\nu_{soil}$	= <i>poisson ratio</i> tanah
$\nu_{st}$	= <i>poisson ratio</i> pipa baja
$z_0$	= parameter kekasaran dasar laut (m)
$z_A$	= modulus penampang pipa (cm <sup>3</sup> )
$z_b$	= elevasi di atas dasar laut (m)
$z_r$	= elevasi referensi (m)
$h$	= kedalaman laut (m)
$m$ (s)	= massa per panjang, seperti massa struktur, massa tambah, massa isi (kg/m)
$CSF$	= <i>concrete stiffness factor</i>
$G(\omega)$	= fungsi transformasi frekuensi dari permukaan laut menjadi <i>wave-induced flow velocities</i>

$K$	= <i>relevant soil stiffness (vertikal atau horizontal, statis atau dinamis)</i>
$L$	= panjang bentangan bebas pipa ( $m$ )
$U(z_r)$	= kecepatan arus pada ketinggian referensi ( $m/s$ )
$e$	= jarak antara <i>seabed</i> dan pipa ( $m$ )
$e/D_t$	= rasio <i>gap span</i>
$g$	= percepatan gravitasi ( $m/s^2$ )
$k$	= kekasaran permukaan pipa ( $m$ )
$q$	= <i>deflection load per unit length</i> ( $N/m$ )

### **Greek**

$\phi(s)$	= <i>mode shape</i>
$\zeta_h$	= <i>hidrodynamic damping</i>
$\zeta_T$	= <i>total modal damping ratio</i>
$\psi_{proxi,onset}$	= faktor koreksi untuk <i>cross flow</i> dekat <i>seabed</i>
$\zeta_{soil}$	= <i>soil damping</i>
$\zeta_{str}$	= <i>structural damping</i>
$\psi_{trench,onset}$	= <i>reduction factor</i> untuk <i>cross flow</i> karena pengaruh <i>trench</i>
$\frac{\rho_s}{\rho}$	= rasio massa spesifik antara massa pipa (tanpa massa tambah) dan massa
$\bar{\alpha}$	= <i>current flow ratio</i>
$\alpha_e$	= koefisien ekspansi suhu ( $^{\circ}C$ )
$\gamma_{CF}$	= <i>safety factor (cross flow)</i>
$\gamma_{IL}$	= <i>safety factor (in-line)</i>
$\gamma_k$	= <i>safety factor</i>
$\gamma_{on,CF}$	= <i>safety factor</i> untuk <i>cross flow onset value</i>
$\gamma_{on,IL}$	= <i>safety factor</i> untuk <i>in-line onset value</i>
$\theta_{rel}$	= sudut datang aliran arus terhadap pipa ( $^{\circ}$ )
$\rho_c$	= massa jenis konten pipa ( $kg/m^3$ )
$\rho_{corr}$	= massa jenis lapisan anti korosi ( $kg/m^3$ )
$\rho_{st}$	= massa jenis baja ( $kg/m^3$ )

$\rho_w$	= massa jenis air laut (kg/m <sup>3</sup> )
$\rho_{wc}$	= massa jenis selimut beton (kg/m <sup>3</sup> )
$\sigma_h$	= tegangan <i>hoop</i> (MPa)
$\sigma_L$	= tegangan longitudinal (MPa)
$\sigma_a$	= tegangan aksial (MPa)
$\sigma_b$	= tegangan <i>bending</i> (MPa)
$\psi_{KC,\alpha}^{CD}$	= faktor koreksi untuk aliran <i>unsteady</i>
$\psi_{VIV}^{CD}$	= faktor amplifikasi akibat getaran <i>cross-flow</i>
$\psi_{proxi}^{CD}$	= faktor koreksi perkiraan kondisi dasar laut
$\psi_{trench}^{CD}$	= faktor koreksi akibat pengaruh <i>trench</i>
$\omega_p$	= frekuensi puncak gelombang (rad/s)
$\Delta T$	= perbedaan temperatur (°C)
$\Delta P$	= perbedaan tekanan (Pa)
$\alpha$	= konstanta <i>generalised phillips</i>
$\beta$	= <i>relative soil stiffness parameter</i>
$\gamma$	= <i>peakedness parameter</i>
$\delta$	= <i>static deflection</i> (m)
$\sigma$	= lebar spektrum
$\tau$	= tegangan torsional (MPa)
$\varphi$	= fungsi distribusi
$\omega$	= frekuensi gelombang (rad/s)

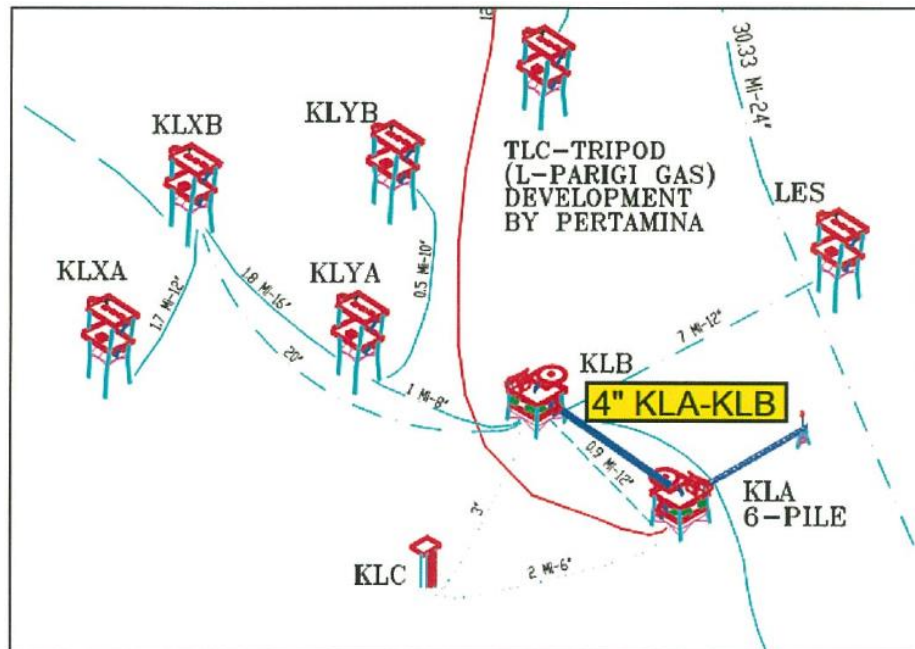


## BAB I PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

Manusia memiliki kecenderungan untuk memenuhi kebutuhan kesehariannya terutama kebutuhan akan energi. Dalam memenuhi kebutuhan akan energi, manusia membutuhkan sumber energi yang saat ini banyak diperoleh dari pengolahan minyak dan gas bumi. Sumber minyak dan gas bumi di darat semakin menipis sehingga mendorong manusia untuk melakukan kegiatan eksplorasi ke arah lepas pantai.

Pertamina Hulu Energi *Offshore North West Java* (PHE ONWJ) merupakan salah satu perusahaan yang ikut berperan dalam kegiatan eksplorasi dan eksploitasi minyak dan gas di Indonesia. Pada tahun 2013, PHE ONWJ melakukan program penggantian dan perbaikan pipa bawah laut jangka panjang STC – 0893 yang berlokasi di *offshore north west java* sekitar 120 km timur laut Jakarta. Proyek yang dilakukan adalah pemasangan 3 jaringan pipa bawah laut, salah satunya adalah pemasangan pipa 4" sepanjang 1 km dari platform KLA menuju platform KLB (Gambar 1.1).



**Gambar 1.1** Layout Lokasi Pemasangan Pipa Gas Lift 4" KLA-KLB  
(Sumber : PT. Pertamina Hulu Energi – *Offshore North West Java*, 2013)

Platform KLA dan KLB berkontribusi dalam produksi minyak mentah untuk PHE ONWJ. Minyak mentah dari platform KLA dan KLB diproduksi dengan menggunakan *gas lift* non kompresor dari sumur sumber gas. Akan tetapi, tekanan *gas lift* ini semakin berkurang dan diprediksi akan tidak mencukupi untuk tujuan produksi minyak mentah sebelum tahun 2012. Oleh karena hal ini, PHE ONWJ melakukan pemasangan kompresor *gas lift* untuk meningkatkan suplai *gas lift* platform KLA dan KLB.

Pipa bawah laut (*Pipeline*) merupakan salah satu moda transportasi yang dapat digunakan untuk pendistribusian migas dari laut ke darat. Menurut Soegiono (2007), pipa bawah laut berfungsi untuk menyalurkan fluida seperti minyak, gas atau air dalam jumlah besar dan jarak yang jauh melalui laut atau daerah lepas pantai. Secara spesifik, pipa bawah laut memiliki dua fungsi utama yaitu sebagai *flowline* dan sebagai *trunkline*. *Flowline* memiliki fungsi untuk menyalurkan hidrokarbon di dalam satu daerah produksi, sedangkan, *trunkline* memiliki fungsi menyalurkan hidrokarbon dari fasilitas produksi menuju daratan. Menurut Guo dkk. (2014), salah satu tujuan *pipeline* adalah sebagai *infield flowline* yaitu untuk mengangkut minyak dan gas antara fasilitas produksi dengan fasilitas produksi lainnya.

Selama umur operasi pipa, terdapat beberapa masalah yang dapat terjadi salah satunya adalah terjadinya bentangan bebas. Bentangan bebas merupakan keadaan pipa yang terbentang bebas dengan panjang tertentu dan ketinggian *gap* tertentu terhadap dasar laut. Menurut Bai dan Bai (2014), bentangan bebas merupakan bagian pipa bawah laut yang tidak didukung oleh tanah. Faktor yang menyebabkan bentangan bebas pada pipa bawah laut di antaranya ; permukaan dasar laut yang tidak rata, *crossing pipeline*, perubahan topologi dasar laut akibat penggerusan tanah (*scouring*).

Bentangan bebas dapat menyebabkan kegagalan pada pipa bawah laut. Kegagalan ini dapat disebabkan oleh *bending* yang berlebih karena beban hidrodinamis dan berat pipa itu sendiri. Selain *bending* berlebih, Aliran gelombang dan arus di daerah bentangan bebas pipa dapat membangkitkan *sheet vortices* pada *wake*. Pusaran (*vortices*) ini bergerak naik turun bolak-balik dari atas dan bawah

pipa. Gerakan ini mengakibatkan gaya ayunan pada bentangan bebas pipa (*vortex induced vibration*). Jika frekuensi pelepasan *vortices* mendekati frekuensi alami bentangan bebas pipa, maka pipa akan mengalami resonansi. Resonansi yang terjadi dapat menyebabkan kelelahan pada pipa (Soegiono, 2007 dan Guo dkk., 2014).

Kegagalan pada pipa bawah laut dapat dikendalikan dengan menentukan panjang bentangan bebas maksimum yang diizinkan. Panjang bentangan bebas yang terjadi disarankan berada di bawah panjang bentangan maksimum yang diizinkan. Hal ini dilakukan agar resonansi pada pipa akibat *vortex induced vibration* dapat dikurangi (Choi, 2001).

Pada tugas akhir ini, penulis akan melakukan studi kasus pada pipa gas bawah laut 4" dari platform KLA menuju KLB milik PHE ONWJ. Studi kasus yang dilakukan adalah menganalisis panjang bentangan bebas maksimum yang diizinkan pada pipa dengan mengacu pada ketentuan *screening* kelelahan pada DNV RP F105. Kemudian juga dilakukan analisis terhadap tegangan pipa pada saat panjang bentangan bebas maksimum.

## **1.2 Rumusan Masalah**

Rumusan masalah yang dibahas dalam tugas akhir ini diuraikan sebagai berikut :

1. Berapa besar frekuensi natural pipa gas bawah laut untuk arah *in-line* dan *cross flow* ?
2. Berapa panjang maksimum bentangan bebas pipa gas bawah laut yang diizinkan agar memenuhi kriteria *screening* kelelahan DNV RP F105 ?
3. Berapa panjang maksimum bentangan bebas pipa gas bawah laut yang diizinkan agar memenuhi kriteria *allowable stress* ASME B31.8 ?

## **1.3 Tujuan**

Dari rumusan masalah di atas, tujuan yang ingin dicapai dalam tugas akhir ini adalah sebagai berikut :

1. Menghitung besar frekuensi natural pipa gas bawah laut untuk arah *in-line* dan *cross flow*.

2. Menghitung panjang maksimum bentangan bebas pipa gas bawah laut yang diizinkan agar memenuhi kriteria *screening* kelelahan DNV RP F105.
3. Menghitung panjang maksimum bentangan bebas pipa gas bawah laut yang diizinkan agar memenuhi kriteria *allowable stress* ASME B31.8.

#### 1.4 Manfaat

Adapun Manfaat yang dapat diambil dari tugas akhir ini adalah sebagai berikut :

1. Penulis diharapkan dapat menentukan besar frekuensi natural pipa gas bawah laut untuk arah *in-line* dan *cross-flow*.
2. Penulis diharapkan dapat menentukan panjang maksimum bentangan bebas pipa gas bawah laut yang diizinkan agar memenuhi kriteria *screening* kelelahan menurut DNV RP F105.
3. Penulis diharapkan dapat menghitung panjang maksimum bentangan bebas pipa gas bawah laut yang diizinkan agar memenuhi kriteria *allowable stress* ASME B31.8 (*Gas Transmission and Distributing Piping System*).

#### 1.5 Batasan Masalah

Batasan masalah yang digunakan dalam pengerjaan tugas akhir ini adalah sebagai berikut :

1. Aliran yang mengenai pipa adalah tegak lurus dengan arah pipa.
2. Analisis yang dilakukan pada pipa saat kondisi operasi.
3. Bentangan bebas dianggap sebagai *not-well defined span*.
4. *Gap* bentangan bebas diasumsikan sedalam 1 m.
5. Kode yang digunakan untuk analisis tegangan pipa adalah ASME B 31.8 (*Gas Transmission and Distributing Piping System*).
6. Kode yang digunakan untuk analisis panjang bentangan bebas adalah DNV RP F105 dan DNV OS F101.
7. Kondisi arus dalam keadaan *steady*.
8. Tumpuan bentangan bebas diasumsikan *pinned-pinned*.

## **1.6 Sistematika Penulisan**

Sistematika penulisan tugas akhir ini meliputi :

### **BAB I PENDAHULUAN**

Pada bab ini, penulis menjelaskan mengenai latar belakang yang menjadi dasar pengerjaan tugas akhir, perumusan masalah, tujuan yang ingin dicapai, manfaat yang diperoleh dari pengerjaan tugas akhir, batasan masalah yang menjadi pembatas pengerjaan tugas akhir dan sistematika penulisan tugas akhir.

### **BAB II TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI**

Pada bab ini, penulis menjelaskan mengenai tinjauan pustaka yaitu penjelasan singkat mengenai penelitian yang pernah dilakukan sebelumnya. Selain tinjauan pustaka, penulis juga menjelaskan mengenai dasar teori yaitu teori-teori relevan yang berasal dari buku, *rules*, *standart* maupun *codes* yang digunakan sebagai pedoman pengerjaan tugas akhir ini.

### **BAB III METODOLOGI PENELITIAN**

Pada bab ini, penulis menggambarkan dan menjelaskan langkah-langkah pengerjaan tugas akhir dalam bentuk diagram alir (*flowchart*). Langkah-langkah pengerjaan dijelaskan satu per satu secara sistematis.

### **BAB IV ANALISA DAN PEMBAHASAN**

Pada bab ini, penulis menjelaskan dan mengolah seluruh data yang didapatkan, mengerjakan analisis sesuai metodologi yang telah dirancang dan menyelesaikan seluruh permasalahan yang telah dirumuskan sebelumnya.

### **BAB V KESIMPULAN DAN SARAN**

Pada bab ini, penulis menarik kesimpulan berdasarkan tujuan yang ingin dicapai pada pengerjaan tugas akhir ini, serta memberikan rekomendasi yang perlu diberikan untuk penelitian lebih lanjut.

***(Halaman ini sengaja dikosongkan)***

## BAB II

### TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI

#### 2.1 Tinjauan Pustaka

*Pipeline* atau pipa bawah laut merupakan salah satu moda transportasi yang digunakan untuk mengakomodasi penyaluran minyak dan gas di lepas pantai. Dalam proses penyaluran minyak dan gas, pipa bawah laut dapat mengalami permasalahan salah satunya adalah bentangan bebas. Bentangan bebas ini dapat mengakibatkan kegagalan pada pipa. Menurut Bai dan Bai (2014), kegagalan pada pipa bawah laut diakibatkan oleh *bending* berlebih, kelelahan yang disebabkan oleh *vortex induced vibration* dan kegiatan manusia seperti perikanan.

Analisis yang dilakukan pada tugas akhir ini bertujuan untuk menentukan panjang maksimum bentangan bebas pipa yang diizinkan. Panjang bentangan bebas yang terjadi harus memenuhi *screening criteria* kelelahan sesuai DNV RP F105 agar kegagalan kelelahan karena *vortex induced vibration* tidak terjadi selama umur operasi pipa. Selain itu bentangan bebas pipa hasil *screening* harus lolos *allowable stress criteria* ASME B31.8 agar kegagalan karena *excessive yielding* dapat dicegah.

Analisis bentangan bebas pipa bawah laut pernah dilakukan di oleh Choi (2001). Dalam penelitiannya, analisis bentangan bebas yang dilakukan adalah menghitung frekuensi natural dengan menggunakan konsep kesetimbangan energi. Kesimpulan yang dihasilkan dalam penelitian ini adalah efek gaya aksial tidak dapat diabaikan saat instalasi maupun saat operasi pipa. Gaya aksial dapat mempengaruhi frekuensi natural pipa secara signifikan.

Penelitian bentangan bebas lainnya pernah juga dilakukan oleh Bakhtiary (2007), Somansundaran (2017), Xu dkk. (2010). Ketiganya meneliti tentang panjang bentangan bebas pipa bawah laut yang diizinkan. Bakhtiary (2007) dalam penelitiannya, panjang bentangan bebas pipa dihitung menggunakan metode DNV, ABS dan *modal analysis*. Hasil panjang bentangan bebas yang diperoleh dari setiap metode kemudian dibandingkan. Penelitian Somasundaran (2017) bertujuan untuk menganalisis tegangan dan *displacement* pada bentangan bebas pipa bawah laut akibat beban gelombang dan arus. Kesimpulan yang dihasilkan penelitian ini adalah

*displacement* horizontal pipa bawah laut yang mengalami bentangan bebas lebih besar dibandingkan pipa yang tidak mengalami bentangan bebas. Panjang bentangan bebas yang semakin besar dapat meningkatkan tegangan pada pipa dan *displacement* pipa (vertikal dan horizontal). Xu dkk. (2010) dalam penelitiannya membahas mengenai panjang bentangan bebas pada kondisi statis dan dinamis. Pada penelitian ini, panjang maksimum bentangan bebas statis diperoleh dengan menghitung besar tegangan *bending* pipa. Sedangkan panjang maksimum bentangan bebas dinamis diperoleh dengan metode analisis *cross-flow induced vortex induced vibration*.

Dari penelitian-penelitian sebelumnya dapat diambil kesimpulan bahwa penentuan panjang maksimum bentangan bebas perlu dilakukan, agar kegagalan pada pipa terutama kegagalan kelelahan akibat adanya *vortex induced vibration* dapatantisipasi.

Putra (2014), dalam tugas akhirnya juga membahas mengenai bentangan bebas pada pipa bawah laut. Analisis bentangan bebas yang dilakukan adalah penentuan panjang maksimum bentangan bebas pipa kondisi dinamis akibat pengaruh VIV. Selain itu, juga dilakukan *screening* kelelahan pada panjang bentangan bebas. Akan tetapi, analisis tegangan tidak dibahas di dalam tugas akhir ini. Tegangan pipa perlu di analisis untuk melihat apakah pipa sudah aman dari terjadinya kegagalan *excessive yielding*.

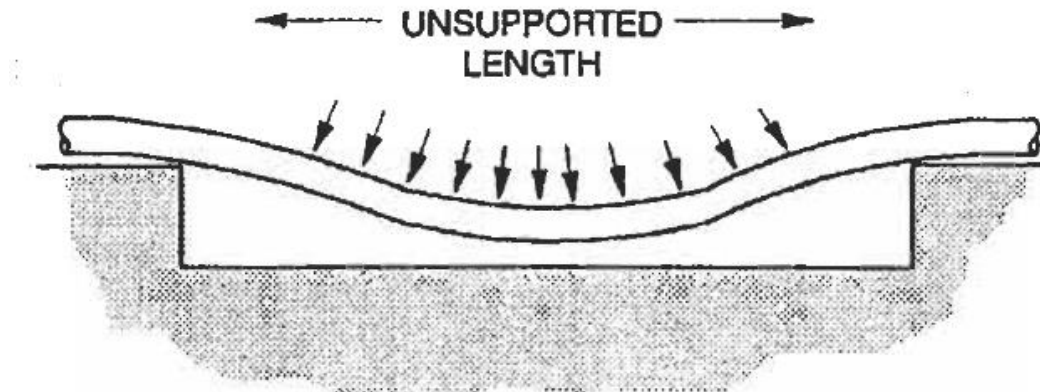
Oleh karena hal tersebut, maka pada tugas akhir kali ini akan dilakukan penentuan panjang maksimum bentangan bebas dengan mengacu pada DNV RP F105. Selain itu, analisis tegangan pada bentangan bebas maksimum pipa juga akan dilakukan dengan mengacu pada ASME B 31.8.



## 2.2 Dasar Teori

### 2.2.1 Bentangan Bebas

*Free span* atau bentangan bebas merupakan keadaan pipa yang terbentang bebas dengan panjang tertentu dan ketinggian *gap* tertentu terhadap dasar laut. Menurut Bai (2001), bentangan bebas pipa bawah laut dapat terjadi ketika pipa tidak didukung oleh dasar laut (tanah) dengan jarak yang cukup jauh (Gambar 2.1).



**Gambar 2.1.** Bentangan Bebas Pipa Bawah Laut

(Sumber : Bai, 2001)

Bentangan bebas dapat terjadi karena permukaan dasar laut yang tidak rata atau karena *scouring* yang terjadi secara periodik dan atau gerakan horizontal pipa saat beroperasi (Bai dan Bai , 2014). Menurut DNV RP F105 (2006), bentangan bebas pipa bawah laut disebabkan oleh :

1. Akibat permukaan dasar laut yang tidak rata
2. Akibat perubahan topologi dasar laut karena penggerusan
3. Akibat adanya *support* buatan (*crossing*)
4. *Strudel scour*

DNV RP F105 membedakan bentangan bebas menjadi beberapa kategori yang dijelaskan sebagai berikut :

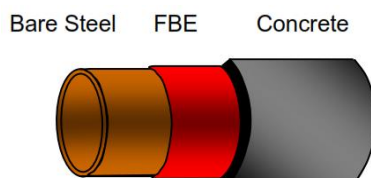
1. *Not well defined* adalah bentangan bebas yang karakteristiknya yaitu *gap* bentangan, panjang bentangan dan *effective axial force* tidak diukur secara akurat. Kondisi bentangan bebas yang termasuk dalam kategori ini antara lain :
  - a. *Seabed* yang rentan terhadap penggerusan tanah (*scouring*).
  - b. Kondisi lingkungan yang hanya tersedia pada kondisi ekstrem.

- c. Kondisi bentangan bebas berubah akibat operasi pipa yang tidak di periksa secara detail.
  - d. *Assessment* bentangan bebas pada kondisi awal pengembangan proyek.
2. *Well defined* adalah bentangan bebas yang karakteristiknya yaitu *gap* bentangan, panjang bentangan dan *effective axial force* diketahui. Kondisi tanah di lokasi bentangan bebas dan kondisi lingkungan jangka panjang diketahui.
3. *Very well defined* adalah bentangan bebas yang karakteristiknya yaitu *gap* bentangan, panjang bentangan dan *effective axial force* diketahui dan diukur dengan tingkat akurasi yang tinggi. Kondisi tanah dan kondisi lingkungan sepanjang jalur pipa diketahui.

Bentangan bebas memberikan pengaruh yang besar terhadap keselamatan dan integritas operasi pipa bawah laut. Bentangan bebas dapat menyebabkan kegagalan pada pipa akibat *bending* berlebih dan kelelahan (Bai, 2001). Bentangan bebas harus dianalisis sehingga ditemukan panjang bentangan yang diizinkan. Hal ini dilakukan agar tegangan yang terjadi akibat bentangan bebas tidak melebihi tegangan luluh material pipa. Selain itu, aliran partikel air yang berasal dari gelombang dan arus di sekitar pipa dapat menggetarkan pipa akibat adanya pelepasan *vortex*. Saat frekuensi pelepasan *vortex* mendekati frekuensi natural pipa, akan terjadi resonansi. Pipa akan bergetar semakin keras dan pipa akan berisiko mengalami kegagalan kelelahan.

### 2.2.2 Perhitungan Dimensi Pipa

Pipa bawah laut memiliki beberapa lapisan yaitu pipa baja, lapisan anti korosi (*corrosion coating*) dan selimut beton (*concrete coating*) (Gambar 2.2). Dimensi dari seluruh lapisan pipa ini harus dihitung sebagai langkah awal yang dilakukan dalam analisis pipa bawah laut.



**Gambar 2.2.** Lapisan Pipa

(Sumber : Lee, 2007)

Persamaan untuk menghitung dimensi pipa diuraikan sebagai berikut :

**a. Tebal Dinding Pipa**

Di dalam DNV OS F101 (2013), Persamaan tebal dinding pipa dirumuskan sebagai berikut,

$$t_2 = t_{nom} - t_{corr} \quad (2.1)$$

$t_{nom}$  = tebal nominal dinding pipa (m)

$t_{corr}$  = tebal *corrosion allowance* (m)

Tebal dinding pipa di atas digunakan untuk analisis kegagalan pipa di bawah pengaruh kondisi beban ekstrem dan pertimbangan kondisi operasi pipa.

**b. Diameter Total Pipa**

Diameter total pipa merupakan diameter terluar pipa termasuk diameter pipa baja, lapisan anti korosi, selimut beton (*concrete coating*) dan *marine growth*.

$$D_t = D_0 + 2t_{cc} + 2t_{wc} + 2t_{mg} \quad (2.2)$$

$D_t$  = diameter total pipa (m)

$D_0$  = diameter luar pipa baja (m)

$t_{cc}$  = tebal lapisan anti korosi (m)

$t_{wc}$  = tebal *concrete coating* (m)

$t_{mg}$  = tebal *marine growth* (m)

**c. Diameter Dalam Pipa**

$$D_i = D_0 - 2(t_{nom} + t_{int}) \quad (2.3)$$

$D_i$  = diameter dalam pipa (m)

$t_{int}$  = tebal lapisan anti korosi internal (m)

**d. Diameter Selimut beton (*concrete*)**

*Concrete coating* (Gambar 2.3) memiliki fungsi sebagai pemberat untuk meningkatkan stabilitas pipa di dasar laut (Soegiono, 2007).



**Gambar 2.3. Concrete Weight Coating**  
(Sumber : Lee, 2007)

Di dalam DNV OS F101, ketebalan minimal *concrete coating* adalah 40 mm. Diameter *concrete coating* dapat dihitung menggunakan Persamaan berikut,

$$D_{wc} = D_0 + 2(t_{cc} + t_{wc}) \quad (2.4)$$

$D_{wc}$  = diameter selimut beton (*concrete*) (m)

**e. Diameter Lapisan Anti Korosi (*Corrosion Coating*)**

$$D_{cc} = D_0 + 2t_{cc} \quad (2.5)$$

$D_{cc}$  = diameter *corrosion coating* (m)

**f. Momen Inersia Pipa Baja**

$$I_{st} = \pi \frac{(D_0^4 - D_i^4)}{64} \quad (2.6)$$

$I_{st}$  = momen inersia pipa baja (m<sup>4</sup>)

**g. Momen Inersia Selimut beton (*concrete*)**

$$I_{conc} = \pi \frac{(D_t^4 - D_{cc}^4)}{64} \quad (2.7)$$

$I_{conc}$  = momen inersia selimut beton (m<sup>4</sup>)

**h. Luas Penampang Internal Pipa Baja**

$$A_i = \pi \frac{(D_i^2)}{4} \quad (2.8)$$

$A_i$  = luas penampang internal pipa baja (m<sup>2</sup>)

### i. Luas Penampang Pipa Baja

$$A_{st} = \pi \frac{(D_o^2 - D_i^2)}{4} \quad (2.9)$$

$A_{st}$  = luas penampang pipa baja (m<sup>2</sup>)

### 2.2.3 Massa Efektif Pipa

Di dalam DNV RP F105, massa efektif pipa dapat dihitung menggunakan Persamaan sebagai berikut :

$$m_e = \left( \frac{\int m(s) \phi^2(s) ds}{\int \phi^2(s) ds} \right) \quad (2.10)$$

$\phi(s)$  = *mode shape*

$m(s)$  = massa per panjang, seperti massa struktur, massa tambah, massa isi (kg/m)

Secara teoritis, massa efektif pipa merupakan penjumlahan massa pipa, massa konten pipa, massa tambah dan massa selimut beton pipa (*concrete*). Menurut Bai dan Bai (2014), Persamaan massa efektif pipa adalah sebagai berikut,

$$m_e = m_{str} + m_c + m_a \quad (2.11)$$

$m_{str}$  = Massa Struktur Pipa (termasuk *coating*) (kg/m)

$m_c$  = Massa konten Pipa (kg/m)

$m_a$  = Massa Tambah (kg/m)

### a. Massa Struktur Pipa

Massa struktur pipa merupakan penjumlahan massa pipa ditambah dengan massa lapisan anti korosi dan selimut beton (*concrete*).

$$m_{str} = m_{st} + m_{cc} + m_{wc} \quad (2.12)$$

$$m_{st} = A_{st} \cdot \rho_{st} \quad (2.13)$$

$$m_{cc} = \pi \frac{(D_{cc}^2 - D_o^2)}{4} \cdot \rho_{cc} \quad (2.14)$$

$$m_{wc} = \pi \frac{(D_{wc}^2 - D_{cc}^2)}{4} \cdot \rho_{wc} \quad (2.15)$$

$m_{str}$  = massa struktur pipa (kg/m)

$m_{st}$  = massa pipa baja (kg/m)

$m_{cc}$  = massa lapisan anti korosi (kg/m)

$m_{wc}$  = massa selimut beton (kg/m)

$\rho_{st}$  = massa jenis baja ( $\text{kg/m}^3$ )

$\rho_{corr}$  = massa jenis lapisan anti korosi ( $\text{kg/m}^3$ )

$\rho_{wc}$  = massa jenis selimut beton ( $\text{kg/m}^3$ )

#### b. Massa Konten Pipa

$$m_c = A_i \cdot \rho_c \quad (2.16)$$

$\rho_c$  = massa jenis konten pipa ( $\text{kg/m}^3$ )

#### c. Massa Tambah Pipa

$$m_a = \frac{\pi}{4} D_t^2 \cdot \rho_w \cdot C_a \quad (2.17)$$

$\rho_w$  = massa jenis air laut ( $\text{kg/m}^3$ )

$C_a$  = koefisien massa tambah

Menurut DNV RP F105, koefisien massa tambah dapat ditentukan dengan Persamaan 2.18 :

$$C_a = \begin{cases} 0.68 + \frac{1.6}{(1+5.(e/D_t))} & \text{untuk } (e/D_t) < 0.8 \\ 1 & \text{untuk } (e/D_t) > 0.8 \end{cases} \quad (2.18)$$

$e/D_t$  = rasio *gap span*

$e$  = jarak antara *seabed* dan pipa (m)

#### 2.2.4 Berat Terendam Pipa

Berat pipa yang tercelup di bawah air akan memiliki berat yang berbeda dibandingkan saat di daratan. Berat pipa yang berada di bawah air akan lebih ringan dibandingkan dengan di daratan karena adanya gaya *buoyancy* (gaya apung). Persamaan untuk menghitung berat terendam pipa adalah sebagai berikut :

$$W_{sub} = F_g - F_b \quad (2.19)$$

$F_g$  = Gaya Berat (N/m)

$F_b$  = Gaya Apung (*Bouyancy*) (N/m)

Gaya berat dan gaya apung dijelaskan pada Persamaan berikut :

$$F_g = (m_{st} + m_c + m_{cc} + m_{wc}) \cdot g \quad (2.20)$$

$$F_b = m_{disp} \cdot g \quad (2.21)$$

$m_{disp}$  = massa air yang dipindahkan ( $\text{kg/m}$ )

$$= \frac{\pi}{4} D_t^2 \cdot \rho_w \quad (2.22)$$

### 2.2.5 Kondisi Pembebanan Pipa

Kenny (1993) mengklasifikasikan 4 kondisi pembebanan pipa bawah laut selama umur operasi, yaitu

#### a. Instalasi

Beban utama yang bekerja pada kondisi instalasi pipa bawah laut adalah beban gelombang, beban arus *steady* dan beban pipa itu sendiri (*self weight*). Selain itu, kombinasi tekanan dan beban *bending* akibat metode instalasi dan formasi *span* memberikan pengaruh signifikan pada perilaku pipa.

#### b. *Water Filled*

Kondisi ini terjadi sebelum dan setelah dilakukan *hydrotest* pada pipa. Kondisi ini mungkin juga dapat terjadi jika pipa ditinggalkan sementara pada saat kondisi tertentu. Pipa yang ditinggalkan akan diisi air laut untuk meningkatkan stabilitas pipa (*on bottom stability*). Meningkatnya berat terendam pipa dapat mempengaruhi tegangan pada pipa.

#### c. *Hydrotest*

Pada saat *hydrotest*, pipa akan dialiri fluida (air laut) yang bertekanan tinggi yang melebihi tekanan desain pipa. Hal ini dilakukan untuk menguji integritas pipa bawah laut dan memeriksa ada tidaknya kebocoran pada pipa. Pipa pada kondisi ini akan mengalami pembebanan yang paling berat akibat kenaikan berat terendam dan tekanan internal yang tinggi.

#### d. Operasi

Setelah proses instalasi dan *hydrotest* dilakukan, pipa akan memasuki fase operasi. Pada saat operasi, pipa akan menerima tekanan internal dan suhu yang tinggi akibat aliran fluida (minyak atau gas) di dalam pipa.

### 2.2.6 Beban Lingkungan

#### 2.2.6.1 Arus

Menurut DNV RP C205, efek arus harus dipertimbangkan dalam desain, konstruksi dan operasi struktur lepas pantai termasuk pipa bawah laut. Beberapa hal yang harus dipertimbangkan dalam desain struktur lepas pantai di antaranya :

1. Arus dapat mempengaruhi gaya *drag* dan gaya *lift* pada struktur yang terendam di bawah permukaan laut.
2. Arus dapat menimbulkan *vortex induced vibration* pada elemen struktur yang ramping dan *vortex induced motion* pada struktur bervolume besar.
3. Arus dapat menimbulkan *scouring* di daerah bawah struktur yang terletak di dasar laut.

Di dalam DNV RP F105, kecepatan arus pada elevasi pipa dapat ditentukan menggunakan Persamaan 2.23 :

$$U_c = R_C \cdot U(z_r) \cdot \frac{(\ln(z_b) - \ln(z_0))}{(\ln(z_r) - \ln(z_0))} \quad (2.23)$$

$U_c$  = kecepatan arus pada elevasi pipa (m/s)

$U(z_r)$  = kecepatan arus pada ketinggian referensi (m/s)

$R_C$  = faktor reduksi kecepatan arus

$$R_C = \sin(\theta_{rel}) \quad (2.24)$$

$\theta_{rel}$  = sudut datang aliran arus terhadap pipa (°)

$z_b$  = elevasi diatas dasar laut (m)

$$= e + \frac{D_t}{2} \quad (2.25)$$

$z_r$  = elevasi referensi (m)

$z_0$  = parameter kekasaran dasar laut (m)

**Tabel 2.1.** *Seabed Roughness Parameter*

<i>Seabed</i>	<i>Roughness <math>z_0</math> (m)</i>
Silt	$\approx 5 \cdot 10^{-6}$
fine sand	$\approx 1 \cdot 10^{-5}$
Medium sand	$\approx 4 \cdot 10^{-5}$
coarse sand	$\approx 1 \cdot 10^{-4}$
Gravel	$\approx 3 \cdot 10^{-4}$
Pebble	$\approx 2 \cdot 10^{-3}$
Cobble	$\approx 1 \cdot 10^{-2}$
Boulder	$\approx 4 \cdot 10^{-2}$

(Sumber: DNV RP F105, 2006)

#### 2.2.6.2 Gelombang

Gelombang laut mempunyai pola acak dalam elevasi dan propagasinya, yang tidak akan berulang urutan kejadiannya terutama di lokasi yang sama. Dengan



demikian teori gelombang reguler tidak dapat dipakai secara langsung dalam menjelaskan gelombang acak (Djatkiko, 2012).

Gelombang acak jangka pendek dapat dijelaskan menggunakan spektrum gelombang. Spektrum gelombang dapat diperoleh dalam bentuk Tabel, spektrum terukur atau dalam bentuk analitis. Menurut DNV RP F105 (2006), spektrum yang sesuai digunakan untuk menjelaskan gelombang acak adalah spektrum JONSWAP.

JONSWAP adalah singkatan dari *Joint North Sea Wave Project*, yaitu proyek yang dilakukan secara bersama-sama oleh sejumlah negara untuk melakukan penelitian gelombang di perairan utara. Spektrum JONSWAP sering digunakan untuk analisis struktur lepas pantai yang dioperasikan di Indonesia. Berikut Persamaan Spektrum JONSWAP :

$$S_{\eta\eta}(\omega) = \alpha g^2 \omega^{-5} \exp\left(-\frac{5}{4}\left(\frac{\omega}{\omega_p}\right)^{-4}\right) \gamma^{\exp\left(-0.5\left(\frac{\omega-\omega_p}{\sigma\omega_p}\right)^2\right)}, \quad (2.26)$$

$S_{\eta\eta}$  = spektrum gelombang

$\omega$  = frekuensi gelombang (rad/s)

$\omega_p$  = frekuensi puncak gelombang (rad/s)

$T_w$  = periode gelombang (s)

$\alpha$  = konstanta *generalised phillips*

$$= \frac{5}{16} \frac{H_s^2 \omega_p^4}{g^2} \cdot (1 - 0.287 \ln \gamma) \quad (2.27)$$

$H_s$  = tinggi gelombang signifikan (m)

$g$  = percepatan gravitasi (m/s<sup>2</sup>)

$\gamma$  = *peakedness parameter*

$$= \begin{cases} 5 & \varphi \leq 3.6 \\ \exp(5.75 - 1.15\varphi) & 3.6 < \varphi < 5 \\ 1 & \varphi \geq 5 \end{cases} \quad (2.28)$$

$\varphi$  = fungsi distribusi

$$= \frac{T_p}{\sqrt{H_s}} \quad (2.29)$$

$T_p$  = periode puncak gelombang (s)

$\sigma$  = lebar spektrum

$$= \begin{cases} 0.07 & \omega \leq \omega_p \\ 0.09 & \text{lainnya} \end{cases} \quad (2.30)$$

*Wave-induced velocity spectrum* pada elevasi pipa pada dasar laut  $S_{UU}(\omega)$  ditentukan dengan transformasi spektrum gelombang pada permukaan menggunakan teori gelombang orde 1:

$$S_{UU}(\omega) = G^2(\omega)S_{\eta\eta}(\omega) \quad (2.31)$$

Dengan  $G^2(\omega)$  adalah fungsi transformasi frekuensi dari permukaan laut menjadi *wave-induced flow velocities* pada elevasi pipa di dasar laut. Berikut Persamaan  $G^2(\omega)$  :

$$G(\omega) = \frac{\omega \cdot \cosh(k_w \cdot (D_t + e))}{\sinh(k_w \cdot h)} \quad (2.32)$$

$h$  = kedalaman laut (m)

$k_w$  = angka gelombang yang diperoleh melalui iterasi Persamaan *transcendental*,  
(Persamaan 2.33)

$$k_w \cdot h = \frac{\omega^2 \cdot h}{g} \cdot \coth(k_w \cdot h) \quad (2.33)$$

Kecepatan arus signifikan pada elevasi pipa akibat gelombang ( $U_s$ ) dapat dan *mean zero-up crossing* dari osilasi aliran pipa ( $T_u$ ) dijelaskan pada Persamaan (2.34) dan (2.35).

$$U_s = 2\sqrt{M_0} \quad (2.34)$$

$$T_u = 2\pi \sqrt{\frac{M_0}{M_2}} \quad (2.35)$$

$M_0$  dan  $M_2$  merupakan momen spektrum orde ke-0 dan orde ke-2 yang dapat ditentukan dengan mengintegrasikan Persamaan momen spektrum orde ke-n ( $M_n$ ).

$$M_n = 2\pi \int_0^\infty \omega^n \cdot S_{UU}(\omega) d\omega \quad (2.36)$$

Kecepatan arus signifikan pada elevasi pipa akan mengalami penurunan karena pengaruh arah dan sebaran gelombang. Persamaan kecepatan aliran gelombang normal pada pipa dan pengaruh sebaran gelombang adalah sebagai berikut :

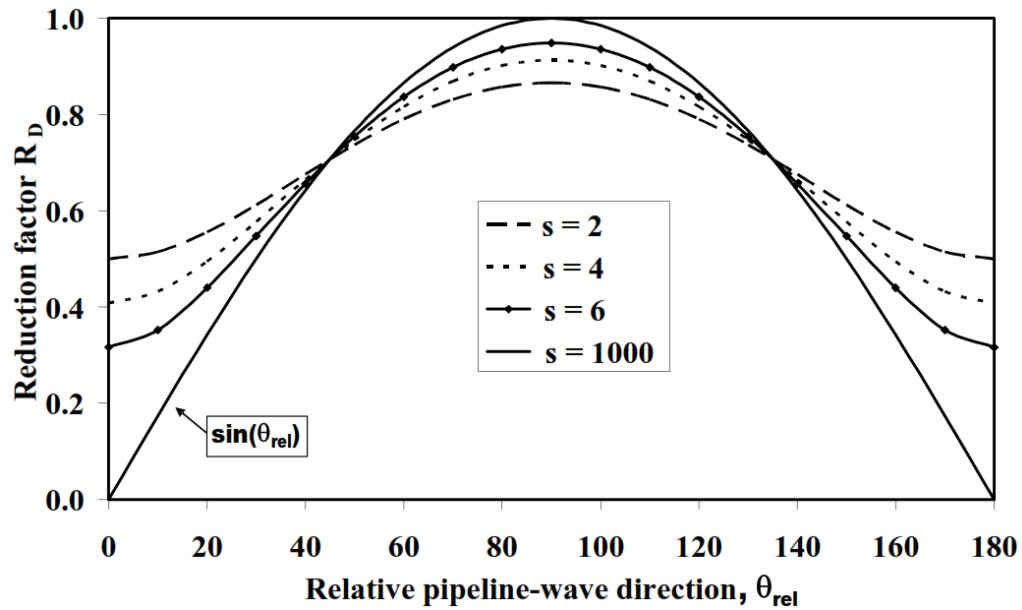
$$U_w = U_s \cdot R_D \quad (2.37)$$

$U_w$  = kecepatan arus signifikan normal pada pipa, dipengaruhi arah dan sebaran gelombang (m/s)

$U_s$  = kecepatan arus signifikan pada elevasi pipa akibat gelombang (m/s)

$R_D$  = *reduction factor*, akibat efek arah dan sebaran gelombang

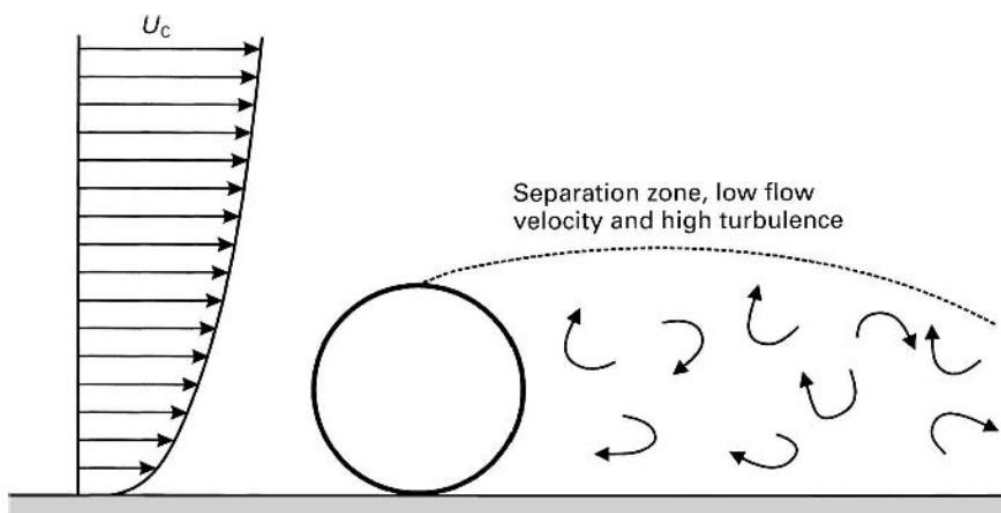
Nilai  $R_D$  dapat ditentukan dengan menggunakan grafik pada Gambar 2.4



**Gambar 2.4.** Grafik *Reduction Factor* Akibat Efek Arah dan Sebaran Gelombang

### 2.2.7 Gaya Hidrodinamis

Pipa bawah laut yang terletak di dasar laut akan terkena gaya hidrodinamis yang muncul akibat aksi gelombang dan arus laut. Variasi gaya yang terjadi cukup kompleks. Persamaan analitis sederhana hanya dapat menjelaskan pendekatan Persamaan gaya yang terjadi pada pipa (Braestrup dkk., 2005). Gambar 2.5 menunjukkan persebaran kecepatan partikel air di sekeliling pipa.



**Gambar 2.5.** Persebaran Kecepatan Partikel Air di Daerah Pipa  
(Sumber : Braestrup, 2005)

Gaya hidrodinamis yang bekerja pada pipa di dasar laut terdiri dari gaya *drag*, gaya inersia dan gaya *lift* (angkat).

### 2.2.7.1 Gaya Drag

Gaya *drag* adalah gaya yang berkaitan dengan kecepatan akibat arus *steady* yang dibangkitkan oleh gelombang (Bai, 2001). Besar gaya *drag* dapat diperoleh menggunakan Persamaan 2.38 :

$$F_D = \frac{1}{2} \rho_w \cdot D_t \cdot C_D \cdot (U_w + U_c)^2 \quad (2.38)$$

$F_D$  = gaya *drag* (N/m)

$C_D$  = koefisien *drag* (Persamaan 2.39)

Koefisien *drag* di dalam DNV RPF 105 (2006) ditentukan dengan Persamaan sebagai berikut :

$$C_D = C_D^0 \left( \frac{k}{D_t} \right) \cdot \psi_{KC,\alpha}^{CD} \cdot \psi_{proxi}^{CD} \cdot \psi_{trench}^{CD} \cdot \psi_{VIV}^{CD} \quad (2.39)$$

Setiap parameter koefisien *drag* di atas dijelaskan sebagai berikut :

a. Koefisien *Drag* Dasar untuk Aliran *Steady* ( $C_D^0 \left( \frac{k}{D_t} \right)$ )

Koefisien *drag* dasar merupakan fungsi kekasaran permukaan pipa  $\left( \frac{k}{D_t} \right)$ .

Ketentuan koefisien *drag* dasar dijelaskan pada Persamaan 2.40 :

$$C_D^0 \left( \frac{k}{D_t} \right) = \begin{cases} 0.65 & ; \left( \frac{k}{D_t} \right) < 10^{-4} \text{ (smooth)} \\ 0.65 \left( \frac{29}{13} + \frac{4}{13} \log_{10} \left( \frac{k}{D_t} \right) \right) & ; 10^{-4} < \left( \frac{k}{D_t} \right) < 10^{-2} \\ 1.05 & ; \left( \frac{k}{D_t} \right) < 10^{-2} \text{ (rough)} \end{cases} \quad (2.40)$$

$k$  = kekasaran permukaan pipa (m), Tabel 2.2

**Tabel 2.2.** Kekasaran Permukaan Pipa

<i>Pipe Surface</i>	<i>k (metres)</i>
<i>Steel, surface</i>	$10^{-6}$
<i>Steel, un-coated</i>	$10^{-5}$
<i>Concrete</i>	1/300
<i>Marine Growth</i>	1/200 → 1/20

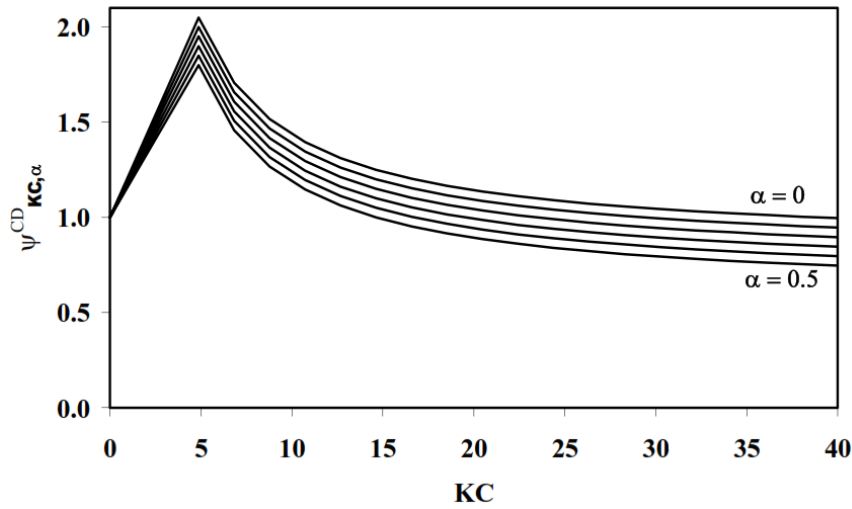
(Sumber : DNV RP F106, 2006)

b. Faktor Koreksi untuk Aliran *Unsteady* ( $\psi_{KC,\alpha}^{CD}$ )

Faktor koreksi ini digunakan untuk mempertimbangkan efek *unsteadyness* dari aliran fluida, termasuk efek bilangan *Keulegan-Carpenter* dan rasio aliran arus ( $\alpha$ ). Ketentuan  $\psi_{KC,\alpha}^{CD}$  dijelaskan pada Persamaan 2.41 :

$$\psi_{KC,\alpha}^{CD} = \begin{cases} 0.85 + \frac{6}{KC} - \frac{\alpha}{2} & \alpha \leq 0.5 \\ 0.6 + \frac{6}{KC} & \alpha > 0.5 \end{cases} \quad 5 < KC < 40 \quad (2.41)$$

Untuk  $KC > 40$ , nilai  $6/KC$  adalah 0.15. Sedangkan  $KC < 5$  nilai  $\psi_{KC,\alpha}^{CD}$  diperoleh dari grafik pada Gambar 2.6 :



**Gambar 2.6.** Grafik  $\psi_{KC,\alpha}^{CD}$  untuk  $KC < 5$

- c. Faktor Koreksi Perkiraan Kondisi Dasar Laut ( $\psi_{proxi}^{CD}$ )

Ketentuan  $\psi_{proxi}^{CD}$  dijelaskan pada Persamaan 2.42 :

$$\psi_{proxi}^{CD} = \begin{cases} 0.9 + \frac{0.5}{\left(1 + 5 \cdot \frac{e}{D_t}\right)} - \frac{\alpha}{2} & \text{untuk } \frac{e}{D_t} < 0.8 \\ 1 & \text{lainnya} \end{cases} \quad (2.42)$$

- d. Faktor Koreksi Akibat Pengaruh *Trench* ( $\psi_{trench}^{CD}$ )

Ketentuan  $\psi_{trench}^{CD}$  dijelaskan pada Persamaan 2.43 :

$$\psi_{trench}^{CD} = 1 - \frac{2}{3} \left( \frac{\Delta}{D_t} \right) \quad (2.43)$$

- e. Faktor Amplifikasi Akibat Getaran *Cross-Flow* ( $\psi_{VIV}^{CD}$ )

Ketentuan  $\psi_{VIV}^{CD}$  dijelaskan pada Persamaan 2.44 :

$$\psi_{VIV}^{CD} = 1 + 1.043 \left( \sqrt{2} \frac{A_z}{D_t} \right)^{0.65} \quad (2.44)$$

### 2.2.7.2 Gaya Inersia

Pipa bawah laut yang berinteraksi dengan fluida yang dipercepat akan mengalami gaya yang proporsional dengan percepatan dari fluida tersebut (Bai, 2001). Besar gaya inersia dapat diperoleh dengan menggunakan Persamaan 2.45 :

$$F_I = \frac{\pi}{4} \cdot \rho_w \cdot D_t \cdot C_M \cdot a_n \quad (2.45)$$

$F_I$  = gaya inersia (N/m)

$C_M$  = koefisien gaya inersia

$$= C_a + 1$$

$a_n$  = percepatan partikel air (m/s<sup>2</sup>)

### 2.2.7.3 Gaya Lift

Gaya angkat pada pipa muncul karena adanya perbedaan kecepatan aliran air di atas dan di bawah pipa. Ketika kecepatan aliran air di atas pipa lebih cepat dibandingkan kecepatan aliran air di bawah pipa, tekanan aliran yang muncul di atas pipa akan lebih kecil dibandingkan tekanan aliran di bawah pipa. Perbedaan tekanan ini akan mengakibatkan pipa terangkat. Besar gaya angkat dapat diperoleh dengan menggunakan Persamaan 2.46 :

$$F_L = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot D_t \cdot C_L \cdot (U_w + U_c)^2 \quad (2.46)$$

$F_L$  = gaya angkat (N/m)

$C_L$  = koefisien gaya angkat

Penentuan koefisien *lift* untuk aliran *steady* sangat tergantung pada *reynold number* dan kekasaran permukaan pipa (Mouselli, 198). Nilai koefisien *lift* dapat ditentukan menggunakan Tabel 2.3 sebagai berikut :

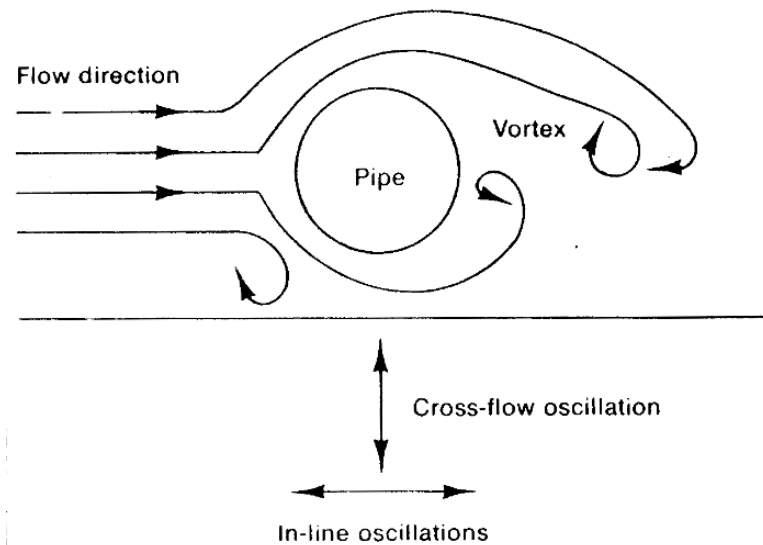
**Tabel 2.3.** Koefisien *Lift*

Re	C <sub>L</sub>
Re < 5x10 <sup>4</sup>	1.5
5x10 <sup>4</sup> < Re < 10 <sup>5</sup>	1
10 <sup>5</sup> < Re < 2.5x10 <sup>5</sup>	1.2 - Re/5x10 <sup>5</sup>
Re > 2.5x10 <sup>5</sup>	0.7

(Sumber : Mouselli, 1981)

### 2.2.8 Vortex Induced Vibration

Ketika partikel air mengalir melalui pipa bawah laut, *vortices* (pusaran) akan terbentuk di daerah pipa (Gambar 2.7). Pusaran ini terbentuk karena turbulensi dan ketidakstabilan aliran di belakang pipa. Pelepasan pusaran (*vortex shedding*) ini menyebabkan perubahan terhadap tekanan hidrodinamis pada pipa secara periodik. Perubahan tekanan hidrodinamis ini dapat menyebabkan pipa bergetar, terutama pipa yang mengalami bentangan bebas (Mouselli, 1981).



**Gambar 2.7.** *Vortex Induced Vibration*

(Sumber : Mouselli, 1981)

Parameter-parameter untuk analisis *vortex induced vibration* pada pipa bawah laut antara lain :

#### a. Frekuensi *vortex shedding* ( $f_s$ )

Frekuensi *vortex shedding* tergantung kepada diameter pipa dan kecepatan aliran. Jika frekuensi *vortex shedding* mendekati frekuensi natural bentangan bebas pipa, maka resonansi akan terjadi dan pipa mengalami getaran. Pipa dapat mengalami kegagalan akibat *vortex induced vibration*. Kegagalan pipa ini dapat dicegah jika frekuensi *vortex shedding* memiliki perbedaan cukup besar dengan frekuensi natural pipa (Mouselli, 1981). Persamaan frekuensi *vortex shedding* adalah sebagai berikut :

$$f_s = S_t \left( \frac{U_{tot}}{D_t} \right) \quad (2.47)$$

$S_t$  = strouhal number

$U_{tot}$  = kecepatan partikel air (m/s)

$$= U_w + U_c$$

#### b. Reynolds Number ( $Re$ )

*Reynold number* merupakan rasio antara gaya inersia dan gaya kekentalan fluida atau *viscous force* (Guo, 2014). Persamaan *reynold number* didefinisikan sebagai berikut :

$$Re = \frac{U_{tot}.D_t}{\nu_k} \quad (2.48)$$

$\nu_k$  = viskositas kinematik air laut ( $m^2/s$ )

Untuk air laut, nilai viskositas kinematik meningkat seiring dengan menurunnya temperatur air laut. Viskositas kinematik di laut dalam atau laut dingin (temperatur 5 °C) adalah sebesar  $1.57 \times 10^{-6} m^2/s$ , sedangkan viskositas kinematik di laut hangat atau di sekitar pipa panas adalah sebesar  $0.92 \times 10^{-6}$ .

#### c. Stability Parameter

Sumer dan Fredsoe (1994) di dalam Choi (2001) menjelaskan bahwa *stability parameter* menentukan keunikan amplitudo getaran maksimum. Persamaan *stability parameter* adalah sebagai berikut :

$$K_s = \frac{4\pi m_e \zeta_T}{\rho_w . D_t^2} \quad (2.49)$$

$m_e$  = massa efektif pipa (kg/m)

$\zeta_T$  = total modal damping ratio

Di dalam DNV RP F105 (2006) total *modal damping ratio* terdiri dari :

- *Structural damping* ( $\zeta_{str}$ ), merupakan *damping* yang diakibatkan gaya gesekan internal material pipa. Jika tidak tersedia data yang detail, *structural damping* dapat diasumsikan sebesar 0.005. Jika terdapat *concrete*, maka geser pada permukaan selimut beton dan *corrossion coating* dapat meningkatkan *damping* menjadi 0.01-0.02.
- *Hidrodynamic damping* ( $\zeta_h$ ), untuk VIV yang terletak di daerah *lock-in* nilainya dapat dianggap 0



- *Soil damping* ( $\zeta_{soil}$ ), untuk tujuan *screening* nilainya adalah 0.01

Di dalam DNV RP F105, *stability parameter* ini dibagi dengan *safety factor* untuk meningkatkan keamanan.

$$K_{sd} = \frac{K_s}{\gamma_k} \quad (2.50)$$

$\gamma_k$  = *safety factor*

**d. Reduced Velocity ( $V_R$ )**

*Reduced velocity* merupakan kecepatan aliran partikel air di mana getaran pada pipa akibat *vortex shedding* terjadi (Guo dkk., 2014). Persamaan *reduced velocity* adalah sebagai berikut :

$$V_R = \frac{U_c + U_w}{f_n \cdot D_t} \quad (2.51)$$

$f_n$  = frekuensi natural pipa (Hz)

**e. Current flow ratio**

$$\alpha = \frac{U_c}{U_c + U_w} \quad (2.52)$$

**f. Keulegan-Carpenter Number (KC)**

$$KC = \frac{U_w}{f_w D} \quad (2.53)$$

$f_w$  = frekuensi gelombang (rad/s)

**2.2.9 Frekuensi Natural Pipa**

Sebuah benda memiliki frekuensi natural yang merupakan jumlah getaran alami sebuah benda yang dihasilkan tiap detik. Walaupun benda tidak diberikan pemicu untuk bergetar (gaya luar), benda tersebut akan senantiasa bergetar tetapi tidak dalam nilai yang besar. Setiap struktur memiliki frekuensi natural yang berbeda tergantung dari massa dan kekakuannya. Craig (1981) menjelaskan bahwa frekuensi natural sebuah struktur dapat ditentukan dengan mengabaikan pemicu dari gaya luar dan redaman dari struktur (*Undamped Free Vibration*). Frekuensi natural di dalam DNV RP F105 (2006) dijelaskan di dalam Persamaan *fundamental natural frequency* pada Persamaan 2.47 :

$$f_1 \approx C_1 \sqrt{1 + CSF} \sqrt{\frac{E_{st} \cdot I_{st}}{m_e \cdot L_{eff}^4} \left( 1 + \frac{S_{eff}}{P_{cr}} + C_3 \left( \frac{\delta}{D_t} \right)^2 \right)} \quad (2.54)$$

$f_1$  = *fundamental natural frequency* (Hz)

$C_1, C_3$  = *boundary condition coefficient*

$CSF$  = *concrete stiffness factor*

$E_{st}$  = *young's modulus* pipa baja (N/m<sup>2</sup>)

$I_{st}$  = *momen inersia* pipa baja (m<sup>4</sup>)

$m_e$  = *massa efektif* pipa (kg/m)

$L_{eff}$  = *panjang bentangan bebas efektif* (m)

$S_{eff}$  = *effective axial force* (N)

$P_{cr}$  = *critical buckling load* (N)

$\delta$  = *static deflection* (m)

Setiap parameter *fundamental natural frequency* memiliki Persamaan yang dijelaskan sebagai berikut :

**a. Effective Axial Force ( $S_{eff}$ )**

Choi (2001) dalam penelitiannya menyatakan bahwa efek gaya aksial pada saat instalasi dan operasi pipa tidak dapat diabaikan. Gaya aksial dapat mempengaruhi frekuensi natural pipa secara signifikan untuk berbagai jenis *boundary condition*. Gaya aksial merupakan parameter penting untuk menentukan panjang maksimum bentangan bebas pipa bawah laut. Di dalam DNV RP F105, penentuan nilai *fundamental natural frequency* membutuhkan parameter *effective axial force* yang dijelaskan dalam Persamaan berikut :

$$S_{eff} = H_{eff} - (1 - 2 \cdot v) \cdot \Delta P \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_i)^2 - \alpha_e \cdot \Delta T \cdot A_{st} \quad (2.55)$$

$H_{eff}$  = *effective lay tension* (N)

$v_{st}$  = *poisson's ratio* baja (0.3)

$\Delta P$  = *perbedaan tekanan* (Pa)

$$= P_i - P_e \quad (2.56)$$

$P_e$  = *tekanan eksternal* (Pa)

$$= \rho_w g h \quad (2.57)$$

$D_i$  = *diameter dalam* pipa (m)

$\alpha_e$  = koefisien ekspansi suhu ( $^{\circ}\text{C}$ )

$\Delta T$  = perbedaan temperatur ( $^{\circ}\text{C}$ )

$A_{st}$  = luas penampang pipa baja ( $\text{m}^2$ )

**b. Critical Buckling Load ( $P_{cr}$ )**

*Critical buckling load* dipengaruhi oleh kekakuan pipa, berat terendam pipa dan pengaruh kontak pipa dengan tanah (Bai dan Bai, 2014). Di dalam DNV RP F105, *critical buckling load* dapat ditentukan dengan Persamaan berikut :

$$P_{cr} = (1 + CSF)C_2\pi^2 \frac{E_{st}I_{st}}{L_{eff}^2} \quad (2.58)$$

$C_2$  = boundary condition

**c. Static Deflection ( $\delta$ )**

Bentangan bebas pipa akan mengalami lendutan atau defleksi di sepanjang bagian tengah pipa yang tidak ditumpu oleh tanah. Defleksi ini terjadi di arah *cross-flow* dan *in-line*. Defleksi untuk arah *cross-flow* disebabkan karena beban terendam pipa, sedangkan untuk arah *in-line* disebabkan karena beban hidrodinamis. Terjadinya defleksi dapat meningkatkan risiko kegagalan *buckling* pipa. Di dalam DNV RP F105, *static deflection* dijelaskan dalam Persamaan berikut :

$$\delta = C_6 \frac{q \cdot L_{eff}^4}{E_{st}I_{st} \cdot (1 + CSF)} \frac{1}{\left(1 + \frac{S_{eff}}{P_{cr}}\right)} \quad (2.59)$$

$q$  = deflection load per unit length (N/m)

**d. Concrete Stiffness Factor (CSF)**

Telah dijelaskan pada subbab 2.2.2 poin d bahwa fungsi penambahan selimut beton adalah untuk menambah berat pipa sehingga dapat meningkatkan kestabilan pipa di dasar laut. Selain itu, penambahan selimut beton dapat mempengaruhi kekakuan pipa. *Concrete stiffness factor* menunjukkan kekakuan selimut beton relatif terhadap kekakuan pipa baja. Persamaan CSF dijelaskan sebagai berikut :

$$CSF = k_c \left( \frac{EI_{conc}}{EI_{steel}} \right)^{0.75} \quad (2.60)$$

$k_c$  = konstanta empiris  
= 0.33 untuk *asphalt* dan 0.25 untuk *PP/PE coating*

$EI_{conc}$  = *bending stiffness* selimut beton

$EI_{steel}$  = *bending stiffness* pipa baja

*Bending stiffness* merupakan perkalian antara *young modulus* dengan momen inersia pipa. untuk *young modulus* beton dapat dihitung menggunakan Persamaan 2.61 :

$$E_{conc} = 10000 \cdot f_{cn}^{0.3} \quad (2.61)$$

$f_{cn}$  = kekuatan material selimut beton (MPa)

#### e. *Boundary condition*

*Boundary condition* merupakan asumsi tumpuan (*end condition*) pada bentangan bebas pipa bawah laut. Menurut DNV RPF 105 (2006), asumsi tumpuan yang biasa digunakan untuk analisis bentangan bebas tunggal yaitu *fixed* atau *pinned*. *Boundary condition coefficient* ( $C_1$ - $C_6$ ) ditentukan dalam DNV RP F105 yang disajikan pada Tabel 2.4.

**Tabel 2.4.** *Boundary condition Coefficient*

	Pinned-Pinned <sup>2)</sup>	Fixed-Fixed <sup>3)</sup>	Single span on seabed
$C_1$	1.57	3.56	3.56
$C_2$	1.0	4.0	4.0
$C_3$	0.8 <sup>1)</sup>	0.2 <sup>1)</sup>	0.4 <sup>1)</sup>
$C_4$	4.93	14.1	Shoulder: $14.1(L/L_{eff})^2$ Mid-span: 8.6
$C_5$	1/8	1/12	Shoulder: <sup>4)</sup> $\frac{1}{18(L_{eff}/L)^2 - 6}$ Mid-span: 1/24
$C_6$	5/384	1/384	1/384
1) Note that $C_3 = 0$ is normally assumed for in-line if the steady current is not accounted for. 2) For pinned-pinned boundary condition $L_{eff}$ is to be replaced by $L$ in the above expressions also for $P_{cr}$ . 3) For fixed-fixed boundary conditions, $L_{eff}/L = 1$ per definition. 4) $C_5$ shall be calculated using the static soil stiffness in the $L_{eff}/L$ calculation.			

(Sumber : DNV RP F105, 2006)

#### f. Panjang Bentangan Bebas Efektif

Dalam analisa panjang bentangan bebas pipa bawah laut menggunakan DNV RP F105, digunakan parameter panjang bentangan bebas yaitu panjang bentangan bebas efektif. Panjang bentangan bebas efektif digunakan untuk mempertimbangkan efek tumpuan *fully fixed* pada bentangan bebas pipa. Persamaan panjang bentangan bebas efektif dijelaskan pada Persamaan 2.62 dan 2.63 :

$$\frac{L_{eff}}{L} = \begin{cases} \frac{4.73}{-0.066\beta^2 + 1.02\beta + 0.63} & \text{untuk } \beta \geq 2.7 \\ \frac{4.73}{0.036\beta^2 + 0.61\beta + 1.0} & \text{untuk } \beta < 2.7 \end{cases} \quad (2.62)$$

dengan,

$$\beta = \log_{10} \left( \frac{K \cdot L^4}{(1 + CSF) E_{st} \cdot I_{st}} \right) \quad (2.63)$$

$L_{eff}$  = panjang bentangan bebas efektif (m)

$L$  = panjang bentangan bebas pipa (m)

$\beta$  = *relative soil stiffness parameter*

$K$  = *relevant soil stiffness* (vertikal atau horizontal, statis atau dinamis)

$CSF$  = faktor kekakuan *concrete*

$E_{st}$  = *young's modulus* pipa baja (N/m<sup>2</sup>)

$I_{st}$  = momen inersia pipa baja

#### 2.2.10 Penentuan Panjang Bentangan Bebas Maksimum

Pada subbab 2.2.1 telah dijelaskan bahwa bentangan bebas pipa bawah laut dapat menyebabkan kegagalan pada pipa akibat *bending* berlebih dan kelelahan. Bentangan bebas yang terjadi harus dianalisis sehingga ditemukan panjang bentangan yang diizinkan. Panjang bentangan ini dapat diprediksi sebelum melakukan instalasi dengan mengumpulkan data survei pipa bawah laut di lokasi perencanaan pipa. Kriteria bentangan bebas yaitu tegangan statis, *vortex induced vibration*, kelelahan dan *buckling* harus dipenuhi pada saat kondisi instalasi, *hydrotest* maupun operasi pipa.

Pipa bawah laut yang di letakkan di lokasi tanah lunak (*clay* atau *very soft clay*) sangat rentan mengalami *scouring*. Bentangan bebas dapat terjadi akibat

*scouring* yang terjadi secara periodik. Di dalam DNV RP F105 (2006), jika bentangan bebas terjadi akibat *scouring* tetapi tidak terdapat informasi detail mengenai panjang bentangan maksimum, rasio *gap* dan waktu pemaparan, maka berlaku :

- a. Dalam kondisi uniform dan tidak ada detail kontur dasar laut, panjang maksimum mungkin dapat diambil dari panjang yang menghasilkan defleksi statis pada tengah span untuk satu diameter luar.
- b. Waktu pemaparan dapat diambil dari waktu operasi yang tersisa dari umur pipa, kerusakan sebelumnya harus disertakan.

Pada pipa bawah laut, panjang bentangan bebas pipa merupakan salah satu parameter yang mempengaruhi nilai frekuensi natural pipa. Menurut Guo dkk. (2014), jika salah satu frekuensi natural bentangan bebas pipa mengalami sinkronisasi dengan frekuensi *vortex shedding*, maka akan terjadi resonansi dan pipa mengalami getaran. Kegagalan pipa akibat *vortex induced vibration* dapat dicegah jika frekuensi *vortex shedding* cukup jauh dari frekuensi natural pipa sehingga osilasi dinamis pipa dapat diminimalkan.

#### 2.2.10.1 Screening Kelelahan

Evaluasi bentangan bebas pipa bawah laut yang berpotensi mengalami resonansi didasarkan pada perbandingan frekuensi *vortex shedding* dan frekuensi natural bentangan bebas pipa (Bai dan Bai, 2014). Menurut Mouselli (1981), resonansi pada pipa terjadi jika frekuensi *vortex shedding* sama dengan 0.7 frekuensi natural pipa.

Di dalam DNV RP F105 (2006), evaluasi bentangan bebas pipa bawah laut dijelaskan di dalam Persamaan *screening criteria* berikut :

- Untuk arah *in-line* harus memenuhi :

$$\frac{f_{n,IL}}{\gamma_{IL}} > \frac{U_{c,100 \text{ tahun}}}{V_{R,onset}^{IL} \cdot D_t} \cdot \left(1 - \frac{L/D_t}{250}\right) \cdot \frac{1}{\bar{\alpha}} \quad (2.64)$$

$f_{n,IL}$  = frekuensi natural *in-line*

$\gamma_{IL}$  = *safety factor (in-line)*

$U_{c,100 \text{ tahun}}$  = periode ulang 100 tahun untuk arus laut

$L$  = panjang bentangan bebas pipa (m)

$\bar{\alpha}$  = current flow ratio

$V_{R,onset}^{IL}$  = in-line onset value

$$= \begin{cases} \left( \frac{1.0}{\gamma_{on,IL}} \right) & \text{untuk } K_{sd} < 0.4 \\ \left( \frac{0.6+K_{sd}}{\gamma_{on,IL}} \right) & \text{untuk } 0.4 < K_{sd} < 1.6 \\ \left( \frac{2.2}{\gamma_{on,IL}} \right) & \text{untuk } K_{sd} > 1.6 \end{cases} \quad (2.65)$$

$\gamma_{on,IL}$  = safety factor untuk in-line onset value

$K_{sd}$  = stability parameter /  $\gamma_k$  (safety factor)

• Untuk arah *cross-flow* harus memenuhi :

$$\frac{f_{n,CF}}{\gamma_{CF}} > \frac{U_{c,100 \text{ tahun}} + U_{w,1 \text{ tahun}}}{V_{R,onset}^{CF} \cdot D_t} \quad (2.66)$$

$f_{n,CF}$  = frekuensi natural cross flow

$\gamma_{CF}$  = safety factor (cross flow)

$U_{w,1 \text{ tahun}}$  = periode ulang signifikan 1 tahun untuk wave induce velocity

$V_{R,onset}^{CF}$  = cross-flow onset value

$$= \left( \frac{3 \cdot \psi_{proxi,onset} \cdot \psi_{trench,onset}}{\gamma_{on,CF}} \right) \quad (2.67)$$

$\psi_{proxi,onset}$  = faktor koreksi untuk cross flow dekat seabed

$$= \begin{cases} \frac{1}{5} \left( 4 + 1.25 \frac{e}{D_t} \right) & \text{untuk } e/D_t < 0.8 \\ 1 & \text{untuk lainnya} \end{cases} \quad (2.68)$$

$\psi_{trench,onset}$  = reduction factor untuk cross flow karena pengaruh trench

$$= \frac{1 + 0.5 \frac{\Delta}{D_t}}{\frac{\Delta}{D_t}} = \frac{1.25d-e}{D_t} \quad \text{dengan } 0 \leq \frac{\Delta}{D_t} \leq 1 \quad (2.69)$$

$\gamma_{on,CF}$  = safety factor untuk cross flow onset value

### 2.2.11 Safety Factor

*Safety factor* merupakan faktor yang digunakan untuk meningkatkan keamanan suatu parameter analisis. *Safety factor* memiliki nilai yang berbeda-beda tergantung pada kondisi pada suatu parameter analisis. Nilai *safety factor* untuk

setiap parameter analisis terdapat di dalam DNV yang dijelaskan di dalam Tabel 2.5 dan 2.6 berikut :

**Tabel 2.5.** *Safety Factor untuk Screening Criteria*

$\gamma_{IL}$	1.4
$\gamma_{CF}$	1.4

(Sumber : DNV RP F105, 2006)

**Tabel 2.6.** *Safety Factor untuk Parameter VIV*

<i>Safety factor</i>	<i>Safety Class</i>		
	<i>Low</i>	<i>Normal</i>	<i>High</i>
$\eta$	1.0	0.5	0.25
$\gamma_k$	1.0	1.15	1.30
$\gamma_s$	1.3		
$\gamma_{on, IL}$	1.1		
$\gamma_{on, CF}$	1.2		

(Sumber : DNV RP F105, 2006)

### 2.2.12 *Dynamic Soil Stiffness*

*Dynamic soil stiffness* muncul akibat adanya interaksi pipa bawah laut dengan tanah di lokasi pipa. *Dynamic soil stiffness* muncul di dua arah interaksi pipa yaitu arah vertikal dan horizontal. *Dynamic soil stiffness* vertikal merupakan kekakuan tanah yang dipengaruhi gaya vertikal dinamis antara pipa dan tanah per satuan panjang pipa dan *displacement* vertikal pipa. Sedangkan *Dynamic soil stiffness* horizontal merupakan kekakuan tanah yang dipengaruhi gaya horizontal dinamis antara pipa dan tanah per satuan panjang pipa dan *displacement* horizontal pipa.

Jika kondisi topologi di daerah pipa tidak kompleks dan tanah bersifat homogen, nilai *dynamic soil stiffness* dapat ditentukan menggunakan Persamaan pada DNV RP F105 berikut :

- Vertikal

$$K_v = \frac{C_v}{1-\nu_{soil}} \left( \frac{2}{3} \frac{\rho_s}{\rho} + \frac{1}{3} \right) \sqrt{D_0} \quad (2.70)$$

$K_v$  = *dynamic soil stiffness* vertikal (kN/m/m)

$C_v$  = koefisien *dynamic soil stiffness* vertikal (kN/m<sup>5/2</sup>)



- Horizontal

$$K_v = C_L(1 + v_{soil}) \left( \frac{2}{3} \frac{\rho_s}{\rho} + \frac{1}{3} \right) \sqrt{D_0} \quad (2.71)$$

$K_L$  = dynamic soil stiffness horizontal (kN/m/m)

$C_L$  = koefisien dynamic soil stiffness horizontal (kN/m<sup>5/2</sup>)

$v_{soil}$  = poisson ratio tanah

$\frac{\rho_s}{\rho}$  = rasio massa spesifik antara massa pipa (tanpa massa tambah) dan massa air yang dipindahkan

### 2.2.12.1 Koefisien Dynamic Soil Stiffness

Koefisien *dynamic soil stiffness* ditentukan di dalam DNV RP F105 untuk setiap jenis tanah. Pada tugas akhir ini, jenis tanah di lokasi pipa merupakan *very soft clay* sehingga koefisien yang digunakan dijelaskan pada Tabel 2.7 berikut :

**Tabel 2.7.** Koefisien *dynamic soil stiffness* untuk tanah jenis *clay*

Clay type	$C_v$ (kN/m <sup>5/2</sup> )	$C_L$ (kN/m <sup>5/2</sup> )	$K_{v,s}$ (kN/m/m)
Very soft	600	500	50-100
Soft	1400	1200	160-260
Firm	3000	2600	500-800
Stiff	4500	3900	1000-1600
Very stiff	11000	9500	2000-3000
Hard	12000	10500	2600-4200

(Sumber : DNV RP F105, 2006)

### 2.2.12.2 Poisson Ratio Tanah

*Poisson ratio* dari tanah di dalam DNV RP F105 ditentukan untuk setiap jenis tanah. *Poisson ratio* untuk jenis tanah *clay* dijelaskan pada Tabel 2.8 berikut :

**Tabel 2.8.** Parameter Geoteknik untuk Jenis Tanah Clay

Soil type	$s_u$ [kN/m <sup>2</sup> ]	$\gamma_{soil}'$ [kN/m <sup>3</sup> ]	$\nu$	$e_s$
Very soft	< 12.5	4 – 7	0.45	1.0 – 3.0
Soft	12.5 – 25	5 – 8	0.45	0.8 – 2.5
Firm	25 – 50	6 – 11	0.45	0.5 – 2.0
Stiff	50 – 100	7 – 12	0.45	0.4 – 1.7
Very stiff	100 – 200	10 – 13	0.45	0.3 – 0.9
Hard	> 200	10 – 13	0.45	0.3 – 0.9

(Sumber : DNV RP F105, 2006)

### 2.2.13 Tegangan pada Pipa

Beban-beban yang bekerja pada pipa bawah laut dapat menimbulkan tegangan pada pipa. Tegangan yang terjadi dapat menjadi lebih besar apabila pipa mengalami bentangan bebas. Bentangan bebas yang terlalu panjang dapat menyebabkan terjadinya tegangan yang berlebihan (*excessive yielding*). Tegangan yang berlebihan ini dapat menyebabkan kegagalan pada pipa.

Tegangan yang terjadi pada pipa bawah laut harus dibatasi agar kegagalan akibat tegangan berlebih dapat dicegah. ASME B31.8 2012 (*Gas Transmission and Distributing Piping System*) memberikan batasan-batasan pada tegangan yang terjadi pada pipa penyalur gas dengan menggunakan konsep *allowable stress design*. Berdasarkan kode ini, tegangan yang diizinkan terjadi pada pipa penyalur gas adalah sebagai berikut :

**Tabel 2.9.** Tegangan Izin pada Pipa Berdasarkan ASME B31.8 : *Gas Transmission and Distributing Piping System*

<i>Design Calculation</i>	<i>Allowable Stress</i>		
	<i>Hoop Stress</i>	<i>Longitudinal Stress</i>	<i>Combined Stress</i>
<i>Operation</i>	72% SMYS	80% SMYS	90% SMYS
<i>Hydrotest</i>	90% SMYS	-	96% SMYS
<i>Installation</i>	72% SMYS	80% SMYS	90% SMYS

(Sumber : ASME B31.8, 2012)

#### 2.2.13.1 Tegangan Hoop

Tegangan *hoop* merupakan tegangan yang bekerja pada dinding pipa akibat adanya pengaruh tekanan dari sisi luar dan dalam pipa (Gambar 2.8). Tegangan ini bekerja pada arah *tangensial* atau *circumferential* (Guo dkk., 2014). ASME B31.8 merumuskan Persamaan tegangan *hoop* sebagai berikut :

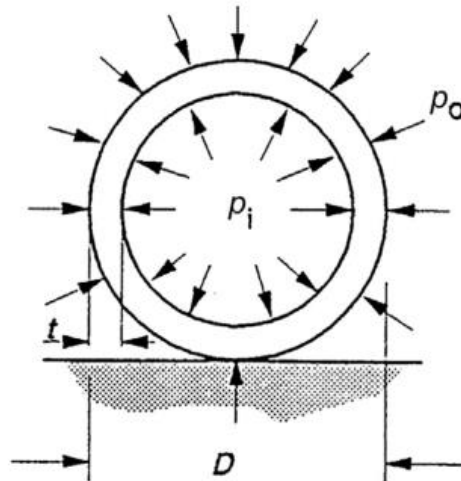
$$\sigma_h = (p_i - p_e) \frac{D_o}{2t} \quad \text{untuk } \frac{D}{t} \geq 30 \quad (2.72)$$

$$\sigma_h = (p_i - p_e) \frac{D_o - t}{2t} \quad \text{untuk } \frac{D}{t} < 30 \quad (2.73)$$

$\sigma_h$  = tegangan *hoop* (MPa)

$p_i$  = tekanan desain internal pipa (MPa)

$p_e$  = tekanan eksternal (MPa)

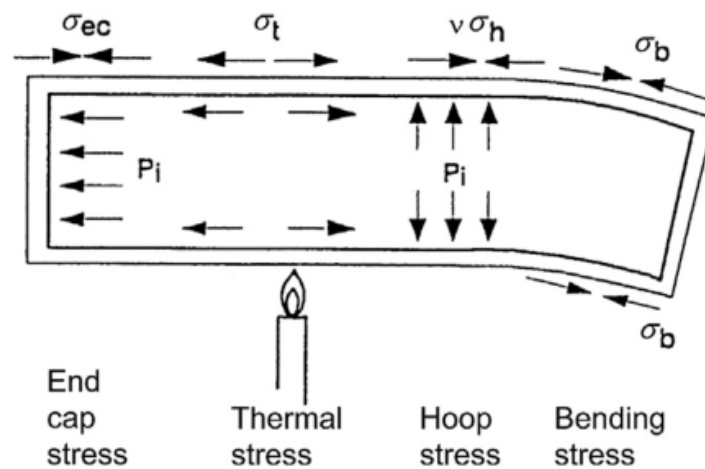


**Gambar 2.8.** Tegangan *Hoop*

(Sumber : Bai dan Bai, 2014)

#### 2.2.13.2 Tegangan Longitudinal

Menurut Bai dan Bai, 2014, tegangan longitudinal merupakan tegangan aksial yang berkerja pada dinding pipa (Gambar 2.9).



**Gambar 2.9.** Tegangan Longitudinal

(Sumber : Bai dan Bai, 2014)

Menurut ASME B31.8 Komponen utama tegangan longitudinal adalah tegangan aksial kombinasi dan tegangan *bending*. Persamaan tegangan longitudinal adalah sebagai berikut :

$$\sigma_L = \sigma_a + \sigma_b \text{ atau } \sigma_a - \sigma_b \quad (2.74)$$

$\sigma_L$  = tegangan longitudinal (MPa)

$\sigma_a$  = tegangan aksial kombinasi (MPa)

$\sigma_b$  = tegangan *bending* (MPa)

Tegangan aksial kombinasi dipengaruhi oleh keadaan *restrained/unrestrained* pipa. Untuk pipa yang mengalami bentangan bebas, pipa dapat dianggap dalam kondisi *restrained* karena terdapat asumsi tumpuan pada bentangan bebas. Tumpuan pipa dapat menahan gerakan aksial, gerakan lateral maupun rotasi pipa yang dapat mempengaruhi tegangan pipa akibat tekanan dan temperatur pipa. Menurut ASME B31.8, tegangan aksial kombinasi dijelaskan di dalam Persamaan berikut :

$$\sigma_a = \sigma_{a0} + \nu_{st}\sigma_h + \sigma_t \quad (2.75)$$

$$\sigma_a = \frac{F_a}{A} + \nu_{st}\sigma_h + E_{st}\alpha_e(T_1 - T_2) \quad (2.76)$$

$\sigma_{a0}$  = tegangan aksial (MPa)

$F_a$  = gaya aksial (N)

$\sigma_t$  = tegangan *thermal* ( $^{\circ}\text{C}$ )

$T_1$  = temperatur pipa saat instalasi ( $^{\circ}\text{C}$ )

$T_2$  = temperatur pipa saat operasi ( $^{\circ}\text{C}$ )

$\nu_{st}$  = *poisson ratio* pipa baja

Tegangan *bending* diakibatkan oleh momen yang terjadi pada bentangan bebas karena beban struktur pipa dan beban hidrodinamis. Persamaan tegangan *bending* dijelaskan pada Persamaan berikut :

$$\sigma_b = \frac{\sqrt{(i_i M_i)^2 + (i_o M_o)^2}}{z} \quad (2.77)$$

$M_i$  = *in-plane bending moment* (N.m)

$M_o$  = *out-plane bending moment* (N.m)

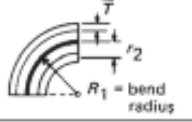
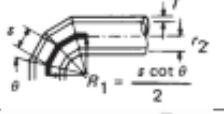
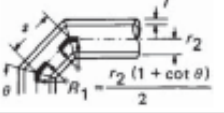
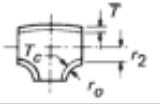
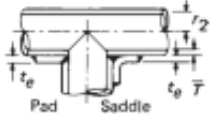
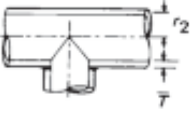
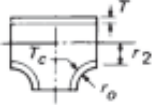
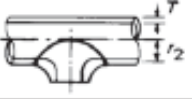
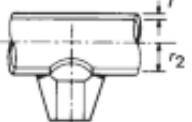
$i_i$  = *in-plane stress intensification factor*

$i_o$  = *out-plane intensification factor*

$z_A$  = modulus penampang pipa ( $\text{cm}^3$ )


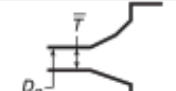
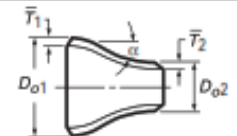
*Stress intensification factor* ditentukan di dalam ASME B 3.18 yang dijelaskan dalam Tabel 2.10 dan 2.11 di halaman berikutnya :

**Tabel 2.10. Stress Intensification Factor**

Description	Flexibility Factor, $k$	Stress Intensification Factor, $i$ [Notes (1) and (2)]		Flexibility Characteristic, $h$	Sketch
		Out-plane, $i_o$	In-plane, $i_i$		
Welding elbow or pipe bend [Notes (1)–(5)]	$\frac{1.65}{h}$	$\frac{0.75}{h^{2/3}}$	$\frac{0.9}{h^{2/3}}$	$\frac{\bar{T} R_1}{r_2^2}$	
Closely spaced miter bend [Notes (1), (2), (3), and (5)] $s < r_2 (1 + \tan \theta)$	$\frac{1.52}{h^{5/6}}$	$\frac{0.9}{h^{2/3}}$	$\frac{0.9}{h^{2/3}}$	$\frac{\cot \theta \bar{T} s}{2 r_2^2}$	
Single miter bend or widely spaced miter bend $s \geq r_2 (1 + \tan \theta)$ [Notes (1), (2), and (5)]	$\frac{1.52}{h^{5/6}}$	$\frac{0.9}{h^{2/3}}$	$\frac{0.9}{h^{2/3}}$	$\frac{1 + \cot \theta \bar{T}}{2 r_2}$	
Welding tee per ASME B16.9 with $r_o \geq \frac{5}{8} \bar{T}$ $r_c \geq 1.5 \bar{T}$ [Notes (1), (2), and (6)]	1	$\frac{0.9}{h^{2/3}}$	$\frac{3}{4} i_o + \frac{1}{4}$	$4.4 \frac{\bar{T}}{r_2}$	
Reinforced fabricated tee with pad or saddle [Notes (1), (2), (7)–(9)]	1	$\frac{0.9}{h^{2/3}}$	$\frac{3}{4} i_o + \frac{1}{4}$	$\frac{(\bar{T} + \frac{1}{2} t_p)^{5/2}}{\bar{T}^{3/2} r_2}$	
Unreinforced fabricated tee [Notes (1), (2), and (9)]	1	$\frac{0.9}{h^{2/3}}$	$\frac{3}{4} i_o + \frac{1}{4}$	$\frac{\bar{T}}{r_2}$	
Extruded outlet $r_o \geq 0.05d$ $r_c < 1.5 \bar{T}$ [Notes (1), (2), and (6)]	1	$\frac{0.9}{h^{2/3}}$	$\frac{3}{4} i_o + \frac{1}{4}$	$\left(1 + \frac{r_o}{r_2}\right) \frac{\bar{T}}{r_2}$	
Welded-in contour insert $r_o \geq \frac{5}{8} \bar{T}$ $r_c \geq 1.5 \bar{T}$ [Notes (1), (2), and (10)]	1	$\frac{0.9}{h^{2/3}}$	$\frac{3}{4} i_o + \frac{1}{4}$	$4.4 \frac{\bar{T}}{r_2}$	
Branch welded-on fitting (integrally reinforced) [Notes (1), (2), (9), and (11)]	1	$\frac{0.9}{h^{2/3}}$	$\frac{0.9}{h^{2/3}}$	$3.3 \frac{\bar{T}}{r_2}$	

(Sumber : ASME B31.8, 2012)

**Tabel 2.11. Stress Intensification Factor (lanjutan)**

Description	Flexibility Factor, $k$	Stress Intensification Factor, $i$	Sketch
Buttweld [Notes (1) and (12)] $\bar{T} \geq 0.237$ in. (6.02 mm), $\delta_{\max} \leq \frac{1}{16}$ in. (1.59 mm), and $\delta_{\text{avg}}/\bar{T} \leq 0.13$	1	1.0	
Buttweld [Notes (1) and (12)] $\bar{T} \geq 0.237$ in. (6.02 mm), $\delta_{\max} \leq \frac{1}{8}$ in. (3.18 mm), and $\delta_{\text{avg}}/\bar{T} = \text{any value}$	1	1.9 max. or [0.9 + 2.7( $\delta_{\text{avg}}/\bar{T}$ )], but not less than 1.0	
Buttweld [Notes (1) and (12)] $\bar{T} \leq 0.237$ in. (6.02 mm), $\delta_{\max} \leq \frac{1}{16}$ in. (1.59 mm), and $\delta_{\text{avg}}/\bar{T} \leq 0.33$	1	1.9 max. or $1.3 + 0.0036 \frac{D_o}{\bar{T}} + 3.6 \frac{\delta}{\bar{T}}$	
Concentric reducer per ASME B16.9 [Notes (1) and (13)]	1	2.0 max. or $0.5 + 0.01 \alpha \left( \frac{D_{o2}}{T_2} \right)^{1/2}$	
Double-welded slip-on flange [Note (14)]	1	1.2	
Socket welding flange or fit- ting [Notes (14) and (15)]	1	2.1 max or 2.1 $\bar{T}/C_s$ but not less than 1.3	
Lap joint flange (with ASME B16.9 lap joint stub) [Note (14)]	1	1.6	
Threaded pipe joint or threaded flange [Note (14)]	1	2.3	
Corrugated straight pipe, or corrugated or creased bend [Note (16)]	5	2.5	

(Sumber : ASME B31.8, 2012)

### 2.2.13.3 Tegangan Ekuivalen (*Von Mises*)

Tegangan ekuivalen atau *von mises* merupakan resultan dari seluruh tegangan yang terjadi pada pipa. Persamaan tegangan ekuivalen (*von mises*) adalah sebagai berikut :

$$\sigma_e = \sqrt{\sigma_h^2 + \sigma_L^2 - \sigma_L \sigma_h + 3\tau^2} \quad (2.78)$$

$\tau$  = tegangan torsional (MPa)

Tegangan torsional untuk kasus bentangan bebas pipa bawah laut dapat diabaikan sehingga nilainya adalah 0 (Bai dan Bai, 2014).

#### 2.2.14 Mitigasi Bentangan Bebas Pipa Bawah Laut

Mitigasi bentangan bebas pipa dilakukan ketika panjang bentangan bebas pipa yang terjadi melebihi panjang bentangan bebas yang diizinkan. Mitigasi dilakukan dengan mengoreksi panjang bentangan bebas pipa yang terjadi. Metode koreksi panjang bentangan bebas yang sering digunakan adalah dengan memberikan *mechanical support* di posisi tengah bentangan bebas. Penambahan *mechanical support* dapat mengurangi panjang bentangan bebas, sehingga frekuensi natural pipa dapat meningkat dan mengurangi risiko resonansi dengan frekuensi *vortex shedding*. Selain *mechanical support*, terdapat beberapa metode koreksi bentangan bebas lain yang dapat digunakan sebagai berikut :

1. Pembuatan *trenching*
2. Penambahan *helical strake* pada dinding pipa (*vortex suppressor*)
3. Penggunaan *mattress* dan *bags*
4. Penggunaan *rock damping*

#### 2.2.15 Software AUTOPIPE

AUTOPIPE merupakan salah satu program CAE (*computer aided engineering*) milik BENTLEY yang khusus digunakan untuk analisis sistem perpipaan berbasis *finite element method*. Analisis yang dapat dilakukan oleh AUTOPIPE mencakup analisis tegangan pipa, analisis *flange*, desain tumpuan pipa dan analisis pembebanan *equipment nozzle*. AUTOPIPE dilengkapi dengan beberapa *guidelines* dan *design limits* untuk mendukung analisis sistem perpipaan yang komprehensif, *guidelines* dan *design limits* yang terdapat di dalam AUTOPIPE antara lain ; ASME, *British Standard*, API, NEMA, ANSI, ASCE, AISC, UBC, dan WRC. AUTOPIPE dapat menganalisis permasalahan pipa yang terletak di darat maupun pipa bawah laut dengan pembebanan statis maupun dinamis. Khusus untuk pipa bawah laut, AUTOPIPE dapat menganalisis permasalahan pipa yang meletak di atas dasar laut seperti permasalahan stabilitas pipa atau masalah lain seperti bentangan bebas pada pipa bawah laut.

*(Halaman ini sengaja dikosongkan)*



## BAB III

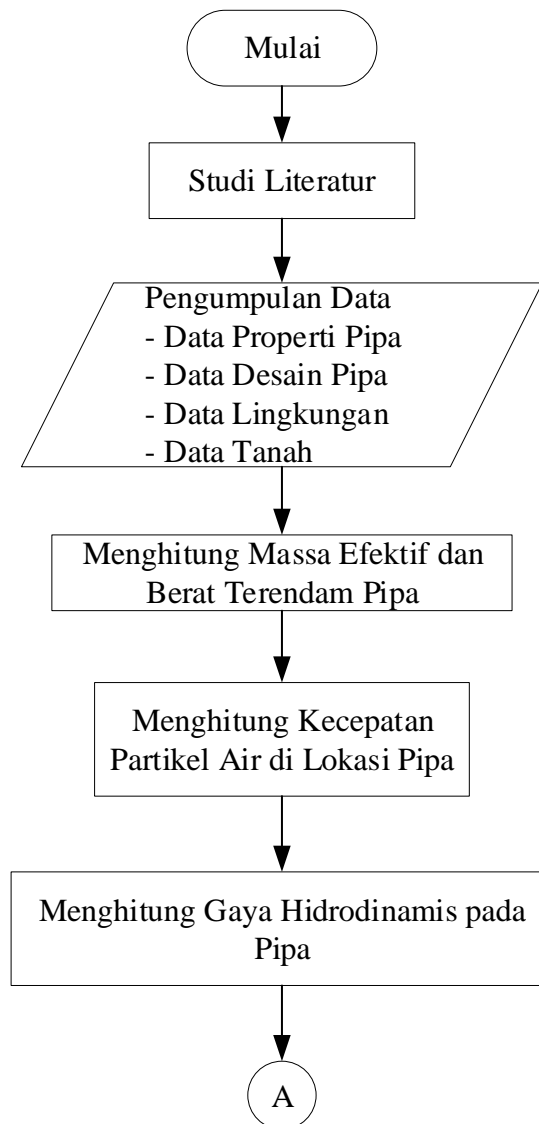
### METODOLOGI PENELITIAN

#### 3.1 Metodologi Penelitian

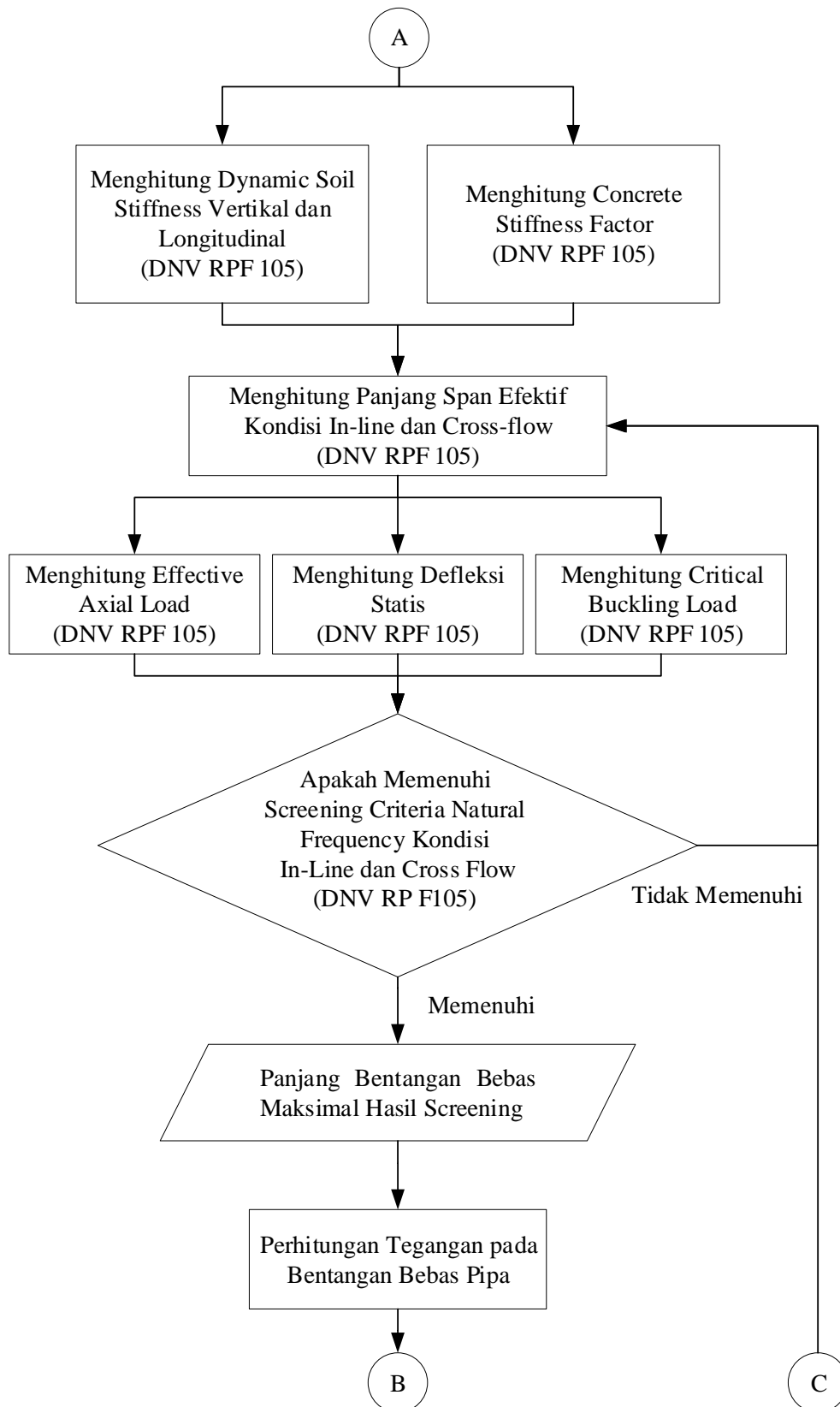
Metodologi penelitian merupakan suatu proses penentuan tahap-tahap dalam pengerjaan suatu karya ilmiah. Pengerjaan tugas akhir ini dijelaskan secara bertahap di dalam diagram alir dan prosedur penelitian.

##### 3.1.1 Diagram Alir (*Flowchart*)

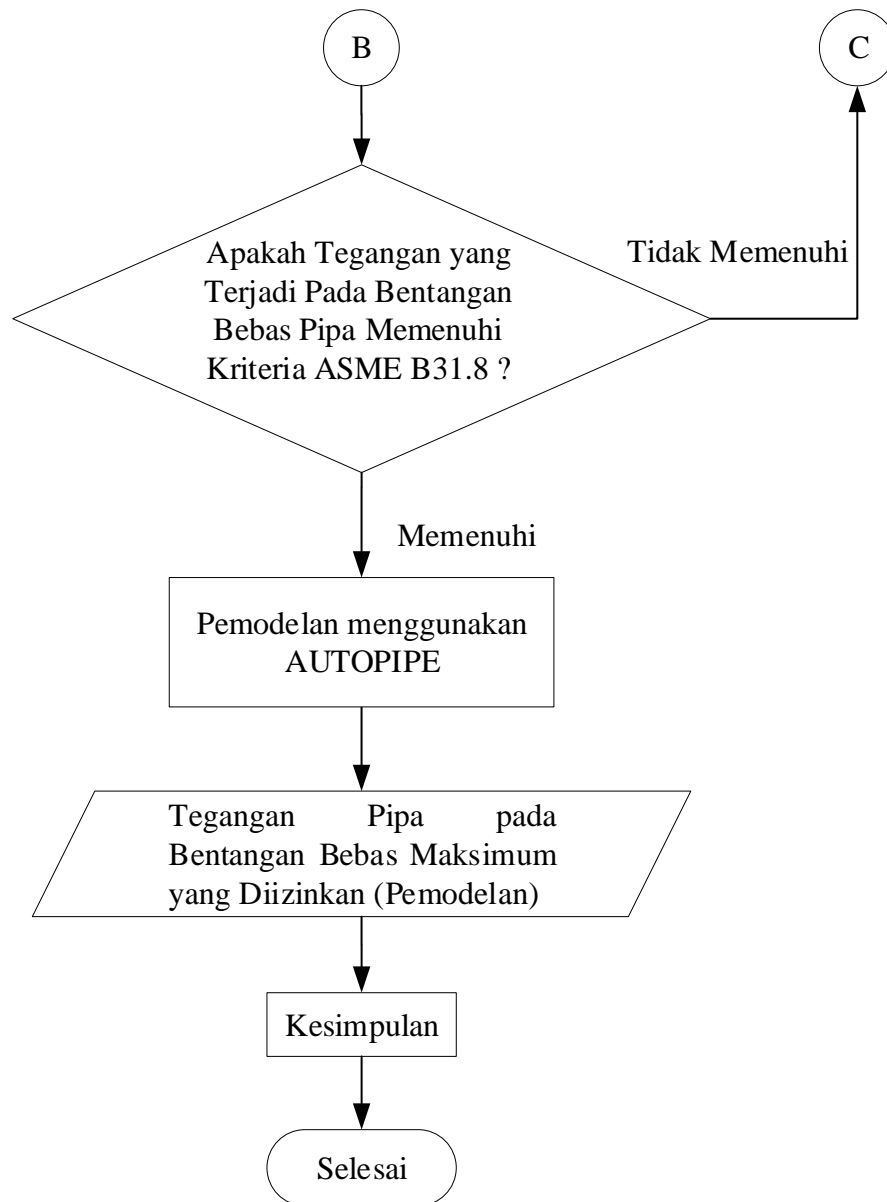
Metodologi penelitian tugas akhir ini dijelaskan dalam diagram alir berikut :



**Gambar 3.1.** Diagram Alir Pengerjaan Tugas Akhir



**Gambar 3.2.** Diagram Alir Pengerjaan Tugas Akhir (Lanjutan)



**Gambar 3.3.** Diagram Alir Pengerjaan Tugas Akhir (Lanjutan)

### 3.1.2 Prosedur Penelitian

Rumusan masalah yang telah dirumuskan sebelumnya diselesaikan dengan mengacu pada diagram alir. Diagram alir yang telah dibuat sebelumnya merupakan alur dari prosedur tugas akhir ini. Berikut penjelasan prosedur tugas akhir pada diagram alir:

## 1. Studi Literatur

Hal pertama yang dilakukan dalam pengerjaan penelitian ini adalah mengumpulkan literatur yang berasal dari buku, jurnal, laporan tugas akhir dan *codes*. Literatur yang digunakan sebagai referensi mempunyai keterkaitan dengan teori-teori pipa bawah laut terutama teori bentangan bebas pipa dan teori tegangan pipa. kode yang digunakan untuk analisis panjang bentangan bebas pipa adalah DNV (*Det Norske Veritas*). Sedangkan kode yang digunakan untuk analisis tegangan adalah ASME B31.8 : *Gas Transmission and Distributing Piping System*

## 2. Pengumpulan Data

Data yang diperlukan untuk analisis dalam tugas akhir ini adalah data properti pipa, data desain pipa, data lingkungan (*metocean*) dan data tanah di lokasi pipa beroperasi. Data yang digunakan pada tugas akhir ini merupakan data pipa penyalur gas bawah laut dari *platform* KLA menuju *platform* KLB milik Pertamina Hulu Energi – *Offshore North West Java*.

## 3. Perhitungan Massa Efektif Pipa dan Berat Terendam Pipa

Data properti dan desain pipa kemudian diolah untuk menentukan besar massa efektif pipa. Sebelum mendapatkan nilai massa efektif pipa, terlebih dahulu dilakukan perhitungan dimensi pipa. Dimensi pipa yang dihitung seperti tebal dinding pipa, diameter total pipa, diameter dalam pipa, diameter *concrete*, diameter *corrosion coating*, momen inersia pipa, momen inersia *concrete*, dan luas penampang pipa. Kemudian dilakukan hitungan massa struktur pipa, massa konten pipa dan massa tambah pipa. komponen massa tersebut dijumlahkan menghasilkan massa efektif pipa.

Berat terendam pipa dapat diperoleh dengan menjumlahkan berat seluruh struktur pipa dengan gaya apung pipa di dalam air. Berat seluruh struktur pipa dapat diperoleh dari massa seluruh struktur pipa (termasuk konten dan *coating*) dikalikan dengan gaya gravitasi. Sedangkan gaya apung dapat diperoleh dari massa air yang dipindahkan akibat pencelupan pipa di dalam air dikalikan dengan gaya gravitasi.

#### **4. Perhitungan Kecepatan Partikel Air di Lokasi Pipa**

Data arus dan gelombang harus diolah untuk mendapatkan kecepatan partikel air di lokasi pipa. Kecepatan partikel air dapat berupa arus *steady*, arus akibat gelombang maupun kombinasi arus *steady* dan arus akibat gelombang. Kecepatan arus *steady* didapatkan dari hasil pengukuran. Sedangkan kecepatan arus akibat gelombang didapatkan dari pengolahan data gelombang menggunakan spektrum gelombang. Analisis spektrum perlu dilakukan karena gelombang yang terjadi di laut adalah gelombang acak. Spektrum yang digunakan adalah spektrum JONSWAP karena sering digunakan untuk analisis gelombang laut perairan tertutup atau kepulauan. Dengan spektrum ini, kecepatan arus di permukaan laut dapat ditransformasikan menjadi kecepatan arus pada elevasi pipa.

#### **5. Perhitungan Gaya Hidrodinamis di Lokasi Pipa**

Gaya hidrodinamis yang terjadi pada pipa muncul akibat interaksi antara pipa dengan aliran air laut di sekitar pipa. Gaya hidrodinamis yang mempengaruhi bentangan bebas pipa secara signifikan adalah gaya *drag*. Gaya *drag* ini dapat mempengaruhi kestabilan pipa terutama defleksi yang terjadi pada pipa.

#### **6. Perhitungan *Dynamic Soil Stiffness* dan *Concrete Stiffness Factor***

*Dynamic soil stiffness* dan *concrete stiffness factor* dapat mempengaruhi nilai  $\beta$  (*relative soil stiffness parameter*) yang merupakan parameter panjang bentangan bebas efektif. *Dynamic soil stiffness* merupakan kekakuan dinamis yang muncul akibat interaksi pipa dengan tanah. Sedangkan *concrete stiffness factor* merupakan faktor yang menambahkan kekakuan pipa akibat penambahan selimut beton.

#### **7. Perhitungan Panjang Bentangan Bebas Efektif**

Panjang bentangan bebas efektif dapat ditentukan dengan menggunakan Persamaan yang terdapat pada DNV RP F105. Panjang bentangan bebas efektif dihitung untuk mempertimbangkan efek tumpuan *fully fixed* pada bentangan bebas pipa. Panjang bentangan bebas efektif dapat mempengaruhi defleksi statis, *critical buckling load* dan frekuensi natural pipa. Panjang bentangan bebas efektif ini akan dihitung untuk arah *in-line* dan *cross-flow* pipa.

## **8. Perhitungan *Effective Axial Load*, Defleksi Statis Dan *Critical Buckling Load***

*Effective axial load*, defleksi statis dan *critical buckling load* merupakan parameter penting yang harus dihitung besarnya. Ketiga parameter ini mempengaruhi besar frekuensi natural yang dimiliki oleh pipa. Persamaan untuk menghitung ketiga parameter ini terdapat di DNV RP F105.

## **9. Perhitungan Frekuensi Natural dan *Screening* Frekuensi Natural Pipa**

Setelah parameter *Effective axial load*, defleksi statis dan *critical buckling load* dihitung, langkah selanjutnya adalah menghitung besar frekuensi natural pipa. selain ketiga parameter yang disebutkan di atas, perhitungan frekuensi natural pipa juga memerlukan parameter CSF dan panjang bentangan bebas efektif yang telah dihitung sebelumnya. Frekuensi natural dihitung untuk arah *in-line* dan *cross-flow* pipa. Frekuensi natural yang dihitung kemudian di *screening* menggunakan kriteria yang ditentukan di dalam DNV RP F105

*Screening* dilakukan untuk memeriksa apakah panjang bentangan bebas pipa perlu untuk dievaluasi atau tidak dari pengaruh terjadinya VIV arah *in-line* dan *cross-flow* pipa. Frekuensi natural pipa dibandingkan dengan frekuensi VIV. Selain membutuhkan frekuensi natural, parameter lain yang dibutuhkan untuk proses *screening* adalah *reduced velocity* dan *current flow ratio*. *Screening* dilakukan hingga ditemukan panjang bentangan bebas maksimum yang boleh terjadi pada lokasi pipa. Jika panjang maksimum bentangan bebas pipa masih belum ditemukan, maka proses pengerjaan kembali pada hitungan panjang bentangan bebas efektif pipa.

## **10. Perhitungan Tegangan pada Bentangan Bebas Pipa**

Setelah panjang bentangan bebas maksimum pipa ditemukan, langkah selanjutnya adalah menghitung tegangan yang terjadi pada bentangan bebas pipa. tegangan yang dihitung adalah tegangan *hoop*, tegangan longitudinal dan tegangan ekuivalen. Tegangan - tegangan ini kemudian di validasi dengan kriteria *allowable stress design* ASME B31.8.

## **11. Pemodelan Pipa Menggunakan AUTOPIPE**

Untuk memeriksa tegangan pada bentangan bebas pipa, perlu juga dilakukan pemodelan menggunakan *software pipe stress analysis*. Hal ini dilakukan untuk menghasilkan tegangan yang lebih detail. Pemodelan dilakukan dengan menggunakan *software* AUTOPIPE. Tegangan dari hitungan manual dan pemodelan akan dibandingkan.

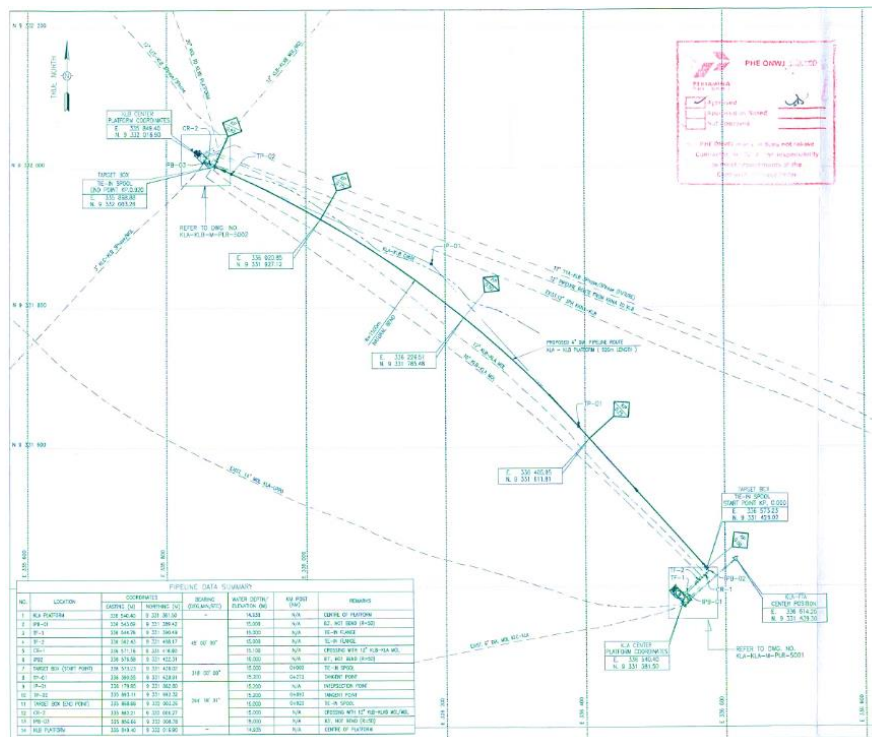
*(Halaman ini sengaja dikosongkan)*



## BAB IV ANALISIS DAN PEMBAHASAN

### 4.1 Data Tugas Akhir

Data yang digunakan dalam analisis tugas akhir ini merupakan data pipa bawah laut milik Pertamina Hulu *Energi Offshore North West Java* yang didapatkan dari dokumen inspeksi PT. Biro Klasifikasi Indonesia (Persero) – SBU Industri. Pipa bawah laut ini terletak di *KL field*, 120 Km timur laut Jakarta yang dipasang dari platform KLA menuju platform KLB. Pipa ini rentan mengalami bentangan bebas karena dipasang di atas tanah *clay* yang berpotensi mengalami *scouring*, sehingga perlu dilakukan analisis bentangan bebas untuk mengetahui panjang bentangan bebas maksimum yang masih diizinkan terjadi pada pipa ini. Hal tersebut menjadi studi kasus yang diangkat di dalam pengerjaan tugas akhir ini. Studi kasus ini membutuhkan data-data di antaranya adalah data desain pipa, data lingkungan, data karakteristik tanah di lokasi pipa dan beberapa data operasional pipa lainnya. Gambar 2.1 merupakan *layout* pipa bawah laut KLA menuju KLB.



**Gambar 4.1** KLA-KLB Overall Pipeline Route Layout

(Sumber : PT. Pertamina Hulu Energi – Offshore North West Java, 2013)

#### 4.1.1 Data Umum Pipa

##### a. Lokasi Pipa

**Tabel 4.1.** Lokasi Platform

<i>Platform</i>	<b>Koordinat</b>		<b>Kedalaman</b>
KLA	Lat. 9331381.5 mN	Long 336540.4 mE	16.032 m
KLB	Lat. 9332016.9 mN	Long. 335849.4 mE	16.337 m

(Sumber : PT. Pertamina Hulu Energi – *Offshore North West Java*, 2013)

##### b. Design Life Pipa

**Tabel 4.2.** Design Life

<b>Deskripsi</b>	<b>Nilai</b>	<b>Satuan</b>
<i>Design Life</i>	20	tahun

(Sumber : PT. Pertamina Hulu Energi – *Offshore North West Java*, 2013)

**Tabel 4.3.** Properti Konten Pipa

<b>Deskripsi</b>	<b>Nilai</b>	<b>Satuan</b>
Fluida Konten	Gas	-
Densitas Fluida	53.822	Kg/m <sup>3</sup>

(Sumber : PT. Pertamina Hulu Energi – *Offshore North West Java*, 2013)

#### 4.1.2 Data Desain

##### a. Parameter Desain Pipa

**Tabel 4.4.** Data Desain Pipa

<b>Parameter</b>	<b>Nilai</b>	<b>Satuan</b>
Panjang	910	m
Diameter Luar Pipa (OD)	114.3 (4.5)	mm (in)
Tebal Dinding Pipa	8.56 (0.337)	mm (in)
<i>Corrosion Allowance</i>	3 (0.118)	mm (in)

(Sumber : PT. Pertamina Hulu Energi – *Offshore North West Java*, 2013)

##### b. Material Pipa

**Tabel 4.5.** Data Material Pipa

<b>Parameter</b>	<b>Nilai</b>	<b>Satuan</b>
Tipe Material Pipa	Baja Karbon	-
<i>Steel Grade</i>	API 5L PSL-2 <i>Offshore</i>	-
<i>Seam</i>	<i>Seamless</i>	-

Parameter	Nilai	Satuan
SMYS	52000	psi
SMTS	66000	psi
Densitas Baja	7850	Kg/m <sup>3</sup>
<i>Poisson Rasio</i>	0.3	-
<i>Thermal Expansion</i>	11.7 x 10 <sup>-6</sup>	/ <sup>0</sup> C
Modulus Young	207000	MPa

(Sumber : PT. Pertamina Hulu Energi – *Offshore North West Java*, 2013)

c. Suhu dan Tekanan Pipa

**Tabel 4.6.** Parameter Operasi Pipa

Parameter	Nilai	Satuan
Temperatur Operasi	50.7	<sup>0</sup> C
Temperatur Desain	93.33	<sup>0</sup> C
Tekanan Desain	6.274	MPa
Tekanan <i>Hydrotest</i>	7.88	MPa
Temperatur <i>Hydrotest</i>	25	<sup>0</sup> C

(Sumber : PT. Pertamina Hulu Energi – *Offshore North West Java*, 2013)

d. *Coating*

**Tabel 4.7.** Data *Corrosion Coating*

Parameter	Nilai	Satuan
Tebal <i>Asphalt Enamel</i>	4	mm
Densitas <i>Asphalt Enamel</i>	1280	Kg/m <sup>3</sup>
<i>Cut Back - Asphalt Enamel</i>	150	mm

(Sumber : PT. Pertamina Hulu Energi – *Offshore North West Java*, 2013)

**Tabel 4.8.** Data *Concrete Coating*

Parameter	Nilai	Satuan
Tebal <i>Concrete</i>	40	mm
Densitas <i>Concrete</i>	3040	Kg/m <sup>3</sup>
<i>Cut Back - Concrete</i>	300	mm

(Sumber : PT. Pertamina Hulu Energi – *Offshore North West Java*, 2013)

**Tabel 4.9.** Data *Field Joint Coating*

Parameter	Nilai	Satuan
Tebal <i>Polyurethane Foam Infill</i>	40	mm
Densitas <i>Polyurethane Foam Infill</i>	170	Kg/m <sup>3</sup>
Panjang <i>Polyurethane Foam Infill</i>	300	mm

(Sumber : PT. Pertamina Hulu Energi – *Offshore North West Java*, 2013)

#### 4.1.3 Data Lingkungan

##### a. Kedalaman Laut

**Tabel 4.10.** Data Kedalaman Laut

Parameter	Nilai	Satuan
Kedalaman (WD)	12	m

(Sumber : PT. Pertamina Hulu Energi – *Offshore North West Java*, 2013)

##### b. Arus dan Gelombang

**Tabel 4.11.** Data Arus dan Gelombang

Parameter	Periode Ulang		Satuan
	1 Tahun	100 Tahun	
Kedalaman (WD)	12		m
Tinggi Gelombang Signifikan ( $H_s$ )	1.6	3.3	s
Periode Gelombang Signifikan ( $T_s$ )	6.0	8.1	s
Kecepatan Arus pada Kedalaman :			
90 % WD	0.57	0.60	m/s

(Sumber : PT. Pertamina Hulu Energi – *Offshore North West Java*, 2013)

##### c. Pasang Surut

**Tabel 4.12.** Data Pasang Surut

Parameter	Periode Ulang		Satuan
	1 Tahun	100 Tahun	
KLA Platform			
<i>Highest Astronomical Tide</i> (HAT)	+ 0.53	+ 0.53	m
<i>Mean Sea Level</i> (MSL)	± 0	± 0	m
<i>Lowest Astronomical Tide</i> (LAT)	- 0.61	- 0.61	m
<i>Postive Storm Surge</i>	+ 0.10	+ 0.44	m
<i>Splash Zone Area</i>	± 3.0		m

(Sumber : PT. Pertamina Hulu Energi – *Offshore North West Java*, 2013)

#### d. Karakteristik Tanah

**Tabel 4.13.** Data Tanah

Parameter		Nilai	Satuan
Tipe Tanah		<i>Very Soft Clay</i>	-
<i>Submerged Unit Weight</i>		7	kN/m <sup>3</sup>
<i>Undrained Shear Strength</i>		12.5	kPa
Koefisien Gesek Lateral	Kosong	0.40	-
	<i>Hydrotest</i>	0.44	-
	Operasi ( <i>Uncorroded</i> )	0.40	-
	Operasi ( <i>Corroded</i> )	0.36	-
Koefisien Gesek Aksial	Kosong	0.332	-
	<i>Hydrotest</i>	0.347	-
	Operasi ( <i>Uncorroded</i> )	0.332	-
	Operasi ( <i>Corroded</i> )	0.336	-

(Sumber : PT. Pertamina Hulu Energi – *Offshore North West Java*, 2013)

#### 4.1.4 Data Bentangan Bebas Pipa

Daerah pipa yang dianalisis pada tugas akhir ini adalah KP 0 – KP 1. Data pipa ini merupakan data desain yang masih dalam tahap pengembangan proyek sehingga belum terdapat data pengukuran bentangan bebas yang akurat. Perhitungan bentangan bebas akan menggunakan metode iterasi dengan panjang bentangan bebas 1 – 25 meter dengan asumsi jarak pipa dengan *seabed* sejauh 1 meter.

#### 4.2 Perhitungan Dimensi Pipa

Perhitungan dimensi pipa merupakan langkah awal dalam analisis pipa bawah laut seperti yang telah dijelaskan pada subbab 2.2.2. Perhitungan dimensi pipa memerlukan data properti pipa yang dijelaskan pada Tabel 4.14.

**Tabel 4.14.** Data Properti Pipa

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan	Nilai	Satuan
Diameter luar pipa baja	$D_0$	4.5	in	0.1143	m
Tebal nominal dinding pipa	$t_{nom}$	8.56	mm	0.00856	m
<i>Corrosion allowance</i>	$t_{corr}$	3	mm	0.003	m
Tebal <i>corrosion coating</i>	$t_{cc}$	4	mm	0.004	m
Tebal <i>concrete coating</i>	$t_{wc}$	40	mm	0.04	m

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan	Nilai	Satuan
Tebal <i>marine growth</i>	$t_{mg}$	0	mm	0	m
Tebal <i>internal coating</i>	$t_{int}$	0	mm	0	m
Densitas <i>corrosion coating</i>	$\rho_{cc}$	1280	kg/m <sup>3</sup>	-	-
Densitas <i>concrete coating</i>	$\rho_{wc}$	3040	kg/m <sup>3</sup>	-	-
Densitas baja	$\rho_{st}$	7850	kg/m <sup>3</sup>	-	-
Densitas konten pipa	$\rho_{con}$	53.8	kg/m <sup>3</sup>	-	-
Panjang <i>linepipe</i>	$L_{lp}$	12.2	m	-	-

Dimensi pipa dapat diperoleh dengan mengolah data pada Tabel 4.14 dengan menggunakan Persamaan 2.1 - 2.9. Hasil perhitungan dimensi pipa dijelaskan pada Tabel 4.15 sebagai berikut :

**Tabel 4.15.** Hasil Perhitungan Dimensi Pipa

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
Tebal dinding pipa	$t_2$	0.006	m
Diameter total pipa	$D_t$	0.202	m
Diameter dalam pipa	$D_i$	0.103	m
Diameter lapisan anti korosi	$D_{cc}$	0.122	m
Diameter selimut beton	$D_{wc}$	0.202	m
Momen inersia pipa baja	$I_{st}$	2.815E-06	m <sup>4</sup>
Momen inersia selimut beton	$I_{conc}$	9.320E-05	m <sup>4</sup>
Luas penampang internal pipa baja	$A_i$	8.361E-03	m <sup>2</sup>
Luas penampang pipa baja	$A_{st}$	1.899E-03	m <sup>2</sup>

Hasil perhitungan dimensi pipa akan digunakan dalam proses perhitungan massa efektif yang dijelaskan pada subbab selanjutnya.

### 4.3 Perhitungan Massa Efektif Pipa

Pada subbab 2.2.3 telah dijelaskan bahwa massa efektif pipa dapat dicari dengan menjumlahkan massa struktur pipa termasuk *coating*, massa konten pipa (untuk kondisi operasi) dan massa tambah pipa (Persamaan 2.17). Massa struktur pipa dan massa konten pipa dapat diperoleh dengan menggunakan Persamaan 2.12

dan 2.16. Hasil penjumlahan massa struktur pipa dan massa konten pipa dijelaskan pada Tabel 4.16.

**Tabel 4.16.** Massa Pipa di Udara

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
Massa pipa baja	$m_{st}$	14.91	kg/m
Massa lapisan anti korosi	$m_{cc}$	1.903	kg/m
Massa selimut beton	$m_{wc}$	62	kg/m
Massa konten pipa	$m_c$	0.45	kg/m
Total		79.26	kg/m

Sedangkan untuk massa tambah pipa memerlukan variabel koefisien massa tambah yang harus dicari terlebih dahulu. Koefisien massa tambah dapat diperoleh dengan mengikuti ketentuan DNV RP F105 2006 pada Persamaan 2.18. Hasil koefisien massa tambah dijelaskan pada Tabel 4.17.

**Tabel 4.17.** Koefisien Massa Tambah

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
<i>Gap</i>	$e$	1	m
Diameter luar pipa	$D_t$	0.202	m
Rasio	$e/D_t$	4.943	$(e/D_t \geq 0.8)$
Koefisien massa tambah	$C_a$	1	-

Sedangkan massa tambah dapat diperoleh dengan menggunakan Persamaan 2.17. Hasil perhitungan massa tambah dijelaskan pada Tabel 4.18.

**Tabel 4.18.** Hasil Perhitungan Massa Tambah

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
Koefisien massa tambah	$C_a$	1	-
Densitas air laut	$\rho_w$	1025	kg/m <sup>3</sup>
Massa tambah pipa	$m_a$	32.95	kg/m

Hasil massa efektif pipa dijelaskan pada Tabel 4.19 :

**Tabel 4.19.** Hasil Massa Efektif Pipa

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
Massa efektif pipa	$m_e$	112.21	kg/m

#### 4.4 Perhitungan Berat Terendam

Berat terendam pipa merupakan pengurangan gaya berat pipa di udara dengan gaya apung atau *buoyancy* (Persamaan 2.19). Gaya berat pipa di udara merupakan perkalian antara massa pipa termasuk *coating* di udara (massa efektif pipa dikurangi massa tambah pipa) dengan percepatan gravitasi (Persamaan 2.20). Hasil perhitungan gaya berat di udara dijelaskan pada Tabel 4.20.

**Tabel 4.20.** Hasil Perhitungan Gaya Berat Pipa di Udara

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
Massa pipa baja	$m_{st}$	14.91	kg/m
Massa lapisan anti korosi	$m_{cc}$	1.903	kg/m
Massa selimut beton	$m_{wc}$	62	kg/m
Massa konten pipa	$m_c$	0.45	kg/m
Percepatan gravitasi	$g$	9.81	m/s
Gaya berat pipa	$F_g$	777.59	N/m

Sedangkan gaya *buoyancy* merupakan perkalian antara massa air yang dipindahkan akibat tercelupnya pipa di dalam air laut dengan percepatan gravitasi (Persamaan 2.21 dan 2.22). Hasil perhitungan gaya *buoyancy* dijelaskan pada Tabel 4.21.

**Tabel 4.21.** Hasil Perhitungan Gaya *Buoyancy*

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
Massa air yang dipindahkan	$m_{disp}$	32.95	kg/m
Percepatan gravitasi	$g$	9.81	m/s
Gaya <i>buoyancy</i> pipa	$F_b$	323.2	N/m

Hasil gaya berat terendam pipa dijelaskan pada Tabel 4.22.

**Tabel 4.22.** Hasil Perhitungan Gaya Berat Terendam Pipa

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
Gaya berat pipa	$F_g$	777.59	N/m
Gaya <i>buoyancy</i> pipa	$F_b$	323.2	N/m
Berat terendam pipa	$W_{sub}$	454.38	N/m

#### 4.5 Perhitungan Kecepatan Partikel Air

Kecepatan partikel air pada elevasi pipa dapat berupa arus *steady* dan arus akibat efek gelombang. Untuk perairan yang relatif dangkal, kecepatan partikel air



pada elevasi merupakan kombinasi antara arus *steady* dan arus akibat efek gelombang, sehingga kecepatan partikel air pada elevasi dapat diperoleh dari penjumlahan kecepatan arus *steady* dengan kecepatan arus akibat efek gelombang.

#### 4.5.1 Perhitungan Kecepatan Arus *Steady* pada Elevasi Pipa

Kecepatan arus *steady* diperoleh dari data pengukuran arus di lokasi pemasangan pipa. Data ini harus diolah terlebih dahulu menggunakan Persamaan kecepatan arus dalam DNV RP F105 (Persamaan 2.23) untuk memperhitungkan efek kekasaran permukaan dasar laut ( $z_o$ ) akibat peletakan pipa yang dekat dengan dasar laut, efek jarak pipa dengan *seabed* ( $e$ ) akibat adanya bentangan bebas, dan efek persebaran aliran arus akibat tubrukan aliran arus dengan pipa.

Efek kekasaran permukaan dasar laut dapat ditentukan menggunakan nilai *seabed roughness* ( $z_o$ ) pada Tabel 2.1, dengan mempertimbangkan jenis tanah di lokasi pemasangan pipa yaitu *very soft clay*. Sedangkan efek persebaran aliran arus dapat ditentukan dengan menghitung faktor reduksi ( $R_c$ ) menggunakan Persamaan 2.24. Faktor reduksi dipengaruhi oleh arah datang aliran arus. Untuk analisis bentangan bebas dalam tugas akhir ini, arah datang aliran arus yang digunakan adalah  $90^\circ$  karena pengaruh beban arus maksimum terjadi saat aliran arus tegak lurus dengan pipa.

Selain  $z_o$  dan  $R_c$ , terdapat parameter-parameter lain untuk perhitungan kecepatan arus *steady* pada elevasi pipa yang dijelaskan di dalam Tabel 4.23.

**Tabel 4.23.** Parameter untuk perhitungan kecepatan arus *steady* pada elevasi pipa

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
Diameter total pipa	$D_t$	0.2023	m
Diameter luar pipa baja	$D_0$	0.1143	m
Arah aliran arus	$\theta_{rel}$	90	$^\circ$
<i>Gap</i>	$e$	1	m
Kecepatan arus pada ketinggian referensi, 1 tahun	$U(z_r)$	0.57	m/s
Kecepatan arus pada di ketinggian referensi, 100 tahun	$U(z_r)$	0.6	m/s
Faktor reduksi	$R_c$	1	-
Elevasi di atas dasar laut	$z_b$	1.10115	m
Parameter kekasaran dasar laut	$z_o$	0.000005	m
Tinggi referensi	$z_r$	1.2	m

Kecepatan arus *steady* pada elevasi pipa dapat ditentukan dengan menggunakan Persamaan 2.23 yang hasilnya dijelaskan di dalam Tabel 4.24.

**Tabel 4.24.** Hasil Perhitungan Kecepatan Arus *Steady* pada Elevasi Pipa

Periode ulang	Notasi	Nilai	Satuan
1 Tahun	$U_{c, 1 \text{ tahun}}$	0.57	m/s
100 Tahun	$U_{c, 100 \text{ tahun}}$	0.60	m/s

#### 4.5.2 Perhitungan Kecepatan Arus Akibat Gelombang pada Elevasi Pipa

Kecepatan arus yang terletak di elevasi pipa dapat bertambah besar karena adanya pengaruh aksi gelombang di permukaan laut. Kecepatan arus akibat gelombang dapat dicari dengan mengolah data gelombang menggunakan spektrum gelombang. Spektrum gelombang yang digunakan adalah spektrum JONSWAP, karena pipa yang di analisis di dalam tugas akhir ini terletak di perairan Indonesia yang merupakan perairan tertutup (kepulauan).

Data gelombang yang digunakan dalam perhitungan kecepatan arus akibat gelombang dijelaskan pada Tabel 4.25.

**Tabel 4.25.** Data Gelombang

Parameter	Notasi	Nilai		Satuan
		1 Tahun	100 Tahun	
Kedalaman	$h$	12		m
Tinggi gelombang signifikan	$H_s$	1.6	3.3	s
Periode gelombang signifikan	$T_s$	6	8.1	s

Data di atas kemudian diolah untuk mencari parameter-parameter spektrum JONSWAP (Persamaan 2.26) yaitu periode puncak gelombang, frekuensi puncak gelombang, fungsi distribusi, *peakedness parameter* dan konstanta *generalized philips* (Tabel 4.26).

**Tabel 4.26.** Parameter Spektrum JONSWAP

Parameter	Notasi	Nilai		Satuan
		1 Tahun	100 Tahun	
Tinggi gelombang signifikan	$H_s$	1.6	3.3	m
Periode gelombang signifikan	$T_s$	6	8.1	s
Periode gelombang signifikan	$\omega_s$	1.05	0.78	s
Percepatan gravitasi	$g$	9.81		m/s
Periode puncak gelombang	$T_p$	6.39	9.17	s
Frekuensi puncak gelombang	$\omega_p$	0.98	0.69	rad/s
Fungsi distribusi	$\phi$	5	5	valid
<i>Peakedness parameter</i>	$\gamma$	1.00	1.00	-
Konstanta <i>generalised philips</i>	$\alpha$	0.00779	0.00779	-

Langkah selanjutnya adalah menentukan angka gelombang. Angka gelombang merupakan salah satu variabel yang digunakan untuk mentransformasi gelombang permukaan ke gelombang di elevasi pipa (Persamaan 2.32). Angka gelombang diperoleh dengan iterasi Persamaan 2.33. Berikut hasil angka gelombang dijelaskan pada Tabel 4.27.

**Tabel 4.27.** Hasil Angka Gelombang

Parameter	Notasi	Nilai		Satuan
		1 Tahun	100 Tahun	
Angka gelombang	k	0.113	0.070	-

Setelah angka gelombang ditentukan, kemudian adalah menghitung spektrum gelombang dan transformasi gelombang menggunakan Persamaan 2.26, 2.31 dan 2.32. Kemudian menentukan momen spektrum menggunakan Persamaan 2.36 dengan menggunakan metode *Simpson*.

Setelah momen spektrum ditentukan, kecepatan arus signifikan normal pada elevasi pipa dapat ditentukan menggunakan Persamaan 2.34. Kemudian kecepatan arus signifikan normal pada elevasi pipa diolah menggunakan Persamaan 2.37 untuk mempertimbangkan efek arah datang arus dan sebaran gelombang. Terdapat variabel *reduction factor* pada Persamaan 2.37 yang dapat ditentukan menggunakan grafik pada Gambar 2.4. Dengan menentukan sudut datang gelombang dan nilai *spreading parameter* (s), nilai *reduction factor* dapat diperoleh. Sudut datang yang

digunakan adalah  $90^\circ$ . Nilai  $s$  yang dapat digunakan adalah 2 - 8 jika tidak terdapat informasi yang lengkap (DNV RP F105 2006). Nilai  $s$  6 – 8 biasa digunakan di perairan laut utara sehingga nilai  $s$  yang diambil adalah 2. Nilai *reduction factor* diperoleh sebesar 0.85. Hasil kecepatan arus signifikan normal pada pipa dijelaskan pada Tabel 4.28 sebagai berikut :

**Tabel 4.28.** Hasil Kecepatan Arus Signifikan Normal pada Pipa

Parameter	Notasi	Nilai		Satuan
		1 Tahun	100 Tahun	
Kecepatan arus signifikan pada elevasi pipa	$U_s$	0.58	1.64	m/s
<i>Mean zero up-crossing period</i>	$T_u$	3.88	4.91	s
<i>Reduction factor</i>	$R_D$	0.85		-
Kecepatan arus signifikan normal pada pipa	$U_w$	0.49	1.40	m/s

#### 4.6 Parameter Vortex Induced Vibration

Parameter VIV yang digunakan dalam analisis terdiri dari *stability parameter*, *current flow ratio*, bilangan keuletan *carpenter* dan *reduced velocity*. Beberapa parameter awal yang digunakan dalam perhitungan parameter VIV disajikan pada Tabel 4.29 berikut :

**Tabel 4.29.** Parameter Awal untuk Perhitungan Parameter VIV

Parameter	Notasi	Nilai		Satuan
		1 Tahun	100 Tahun	
Kecepatan Arus <i>Steady</i> pada Elevasi Pipa	$U_c$	0.57	0.60	m/s
Kecepatan Arus Signifikan Normal pada Pipa	$U_w$	0.49	1.40	m/s
Densitas air laut	$\rho_w$	1025		kg/m <sup>3</sup>
<i>Stability parameter safety factor</i>	$\gamma_k$	1.3		-
Massa efektif pipa	$m_e$	112.211		kg/m
Diameter total pipa	$D_t$	0.202		m
Frekuensi gelombang signifikan	$\omega_s$	1.05	0.78	rad/s

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
Rasio <i>gap</i> dengan <i>seabed</i>	$e/D_t$	4.943	-

#### 4.6.1 Stability Parameter

Parameter stabilitas mempengaruhi *reduced velocity* terutama pada arah *in-line*. Parameter ini dipengaruhi oleh massa efektif pipa dan *modal damping ratio*. *Modal damping ratio* terdiri dari *structural damping*, *hydrodynamic damping* dan *soil damping* yang disajikan pada Tabel 4.30 sebagai berikut :

**Tabel 4.30. Modal Damping Ratio**

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
<i>Soil damping</i>	$\zeta_{soil}$	0.01	-
<i>Hidrodynamic damping</i>	$\zeta_h$	0.00	-
<i>Structural damping</i>	$\zeta_{str}$	0.025	-

Parameter ini dapat dihitung menggunakan Persamaan (2.49). Kemudian untuk menambah keamanan, parameter stabilitas yang diperoleh kemudian dibagi dengan *safety factor* ( $\gamma_k$ ) sebesar 1.3 (Persamaan 2.50). Hasil *stability parameter* disajikan pada Tabel 2.31.

#### 4.6.2 Current Flow Ratio

Parameter *current flow ratio* dapat mempengaruhi bentuk aliran fluida (*flow regime*). Parameter ini dapat ditentukan menggunakan Persamaan 2.52. Hasil *current flow ratio* disajikan di dalam Tabel 4.31.

#### 4.6.3 Reynold Number

*Reynold number* (Re) mempengaruhi nilai koefisien-koefisien gaya hidrodinamis. Re dihitung menggunakan Persamaan 2.48. Hasil *reynold number* disajikan dalam Tabel 4.31.

#### 4.6.4 Bilangan Keulegan Carpenter

Bilangan *keulegan carpenter* merupakan parameter yang dapat menentukan perubahan jenis aliran partikel air (laminar/turbulen) pada silinder di bawah air, bersamaan dengan bilangan *reynold* (Re). Parameter ini dapat ditentukan menggunakan Persamaan 2.53. Bilangan ini dipengaruhi oleh kecepatan arus,

frekuensi gelombang dan diameter silinder atau pipa. Hasil bilangan *keulegan carpenter* disajikan di dalam Tabel 4.31.

**Tabel 4.31.** Parameter VIV

Parameter	Notasi	Nilai		Satuan
		1 Tahun	100 Tahun	
Bilangan <i>keulegan carpenter</i>	KC	2.314	8.901	-
<i>Current flow ratio</i>	$\alpha$	0.549		-
<i>Reynold's number</i>	Re	232253.47	438176.74	-
<i>Stability parameter</i>	$K_{sd}$	0.905		-

#### 4.6.5 Reduced Velocity

##### a. *In-line*

Seperti yang telah di jelaskan pada subbab 4.6.1, *in-line reduce velocity* dipengaruhi oleh *stability parameter* ( $K_{sd}$ ). *Stability parameter* yang dihasilkan pada perhitungan sebelumnya adalah sebesar 0.905 sehingga Persamaan *in-line reduced velocity* yang digunakan adalah Persamaan pada interval  $0.4 < K_{sd} < 1.6$ . Hasil *in-line reduced velocity* disajikan pada Tabel 4.32.

##### b. *Cross-flow*

*Cross-flow reduced velocity* dipengaruhi oleh faktor koreksi karena letak pipa dekat dengan *seabed* dan faktor reduksi karena pengaruh *trench*. *Cross-flow reduced velocity* dapat diperoleh menggunakan Persamaan 2.66-2.69. Hasil *cross flow reduced velocity* disajikan pada Tabel 4.32.

**Tabel 4.32.** Parameter VIV (*Reduced Velocity*)

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
<i>Reduced velocity, in-line onset value</i>	$V_{R_{onset}}^{IL}$	1.368	-
<i>Reduced velocity, in-line onset value</i>	$V_{R_{onset}}^{CF}$	2.5	-

#### 4.7 Gaya Hidrodinamis

Gaya hidrodinamis yang berkerja pada pipa bawah laut terdiri dari gaya *drag*, gaya inersia dan gaya *lift*. Untuk gaya *lift*, terutama untuk pipa bawah laut yang mengalami bentangan bebas, jika jarak pipa dengan *seabed* lebih dari satu kali diameter pipa, nilai koefisien *lift* akan memiliki nilai yang kecil sehingga gaya *lift* dapat diabaikan (Kenny, 1993). Jarak pipa dengan *seabed* adalah 1 meter dan

diameter pipa total adalah 0.202 meter. Gaya *lift* dapat diabaikan. Untuk gaya *drag* dan inersia, menurut Journee dan Massie (2011) dalam Djatmiko (2012), pada struktur lepas pantai, gaya horizontal yang bekerja pada pipa (*drag* dan inersia) dapat ditentukan dominasinya dengan menentukan rasio diameter struktur dengan panjang gelombang laut dalam ( $D/\lambda_0$ ). Nilai  $D/\lambda_0 > 0.2$  menunjukkan inersia dominan, sedangkan Nilai  $D/\lambda_0 < 0.2$  menunjukkan *drag* dominan. Nilai  $\lambda_0$  dapat dicari dengan Persamaan teori gelombang *airy* yaitu  $\frac{gT^2}{2\pi}$ . Nilai  $\lambda_0$  yang dihasilkan sebesar 102.5. Nilai  $D/\lambda_0$  yang dihasilkan sebesar 0.002 yang menunjukkan bahwa gaya horizontal yang terjadi didominasi oleh gaya *drag*.

#### 4.7.1 Gaya Drag

Gaya *drag* pada analisis bentangan bebas mempengaruhi besar defleksi yang terjadi pada pipa dan tegangan *bending* pipa. Sebelum gaya *drag* dihitung, koefisien *drag* harus ditentukan terlebih dahulu menggunakan Persamaan 2.39. Dalam Persamaan 2.39 terdapat beberapa parameter yang mempengaruhi gaya *drag* yang dijelaskan dalam Persamaan 2.40 – 2.44. Beberapa parameter awal yang digunakan dalam perhitungan koefisien *drag* disajikan pada Tabel 4.33 berikut :

**Tabel 4.33.** Parameter Awal Perhitungan Koefisien *Drag*

Parameter	Notasi	Nilai		Satuan
		1 Tahun	100 Tahun	
Kekasaran permukaan pipa	k	0.003		m
Diameter total pipa	$D_t$	0.202		m
Rasio k/ $D_t$	$k/D_t$	0.016		-
Periode gelombang signifikan	$\omega_s$	1.05	0.78	rad/s
Bilangan <i>keulegan carpenter</i>	KC	2.316	8.905	-
<i>Current flow ratio</i>	$\alpha$	0.548		-
Rasio <i>gap</i> dengan <i>seabed</i>	$e/D_t$	4.943		-
<i>Reduced velocity, in-line onset value</i>	$V_R^{IL}_{onset}$	1.368		-
<i>Cross flow VIV amplitude</i>	$Az/D$	0.077		-

Hasil parameter-parameter yang mempengaruhi koefisien *drag* dan besar koefisien *drag* disajikan pada Tabel 4.34 berikut :

**Tabel 4.34.** Hasil Koefisien *Drag*

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
Koefisien <i>drag</i> dasar untuk aliran <i>steady</i>	$C_D^0$	1.05	-
Faktor koreksi untuk aliran <i>unsteady</i>	$\Psi_{KC,\alpha}^{CD}$	1.27	-
Faktor koreksi perkiraan kondisi dasar laut	$\Psi_{proxi}^{CD}$	1.00	-
Faktor koreksi akibat pengaruh <i>trench</i>	$\Psi_{trench}^{CD}$	1.00	-
Faktor amplifikasi akibat getaran <i>cross-flow</i>	$\Psi_{VIV}^{CD}$	1.25	-
Koefisien <i>drag</i>	$C_D$	1.67	-

Setelah koefisien *drag* ditentukan, gaya *drag* dapat dihitung menggunakan Persamaan 2.38. Beberapa parameter yang digunakan dalam perhitungan gaya *drag* dan hasil gaya *drag* disajikan pada Tabel 4.35 berikut :

**Tabel 4.35.** Hasil Gaya *Drag*

Parameter	Notasi	Periode Ulang	Satuan
		100 Tahun	
Densitas air laut	$\rho_w$	1025	kg/m <sup>3</sup>
Diameter total pipa	$D_t$	0.2023	m
Koefisien <i>drag</i>	$C_D$	1.67	-
Kecepatan arus total	$U_{tot}$	1.99	m/s
Gaya <i>drag</i>	$F_D$	686.66	N/m

#### 4.8 *Dynamic Soil Stiffness dan Concrete Stiffness Factor*

##### 4.8.1 *Dynamic Soil Stiffness*

Kekakuan tanah dinamis mempengaruhi besar panjang efektif bentangan bebas pipa bawah laut. Kekakuan tanah dinamis dapat dihitung menggunakan Persamaan 2.70 dan 2.71. Perhitungan kekakuan tanah dinamis memerlukan beberapa parameter yang disajikan dalam Tabel 4.36.

**Tabel 4.36.** Parameter Perhitungan *Dynamic Soil Stiffness*

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
Jenis tanah	-	Very Soft Clay	-
<i>Poisson ratio</i> tanah	$\nu_{soil}$	0.45	-
Massa pipa di udara	-	79.26	kg/m
Massa air yang dipindahkan	$m_{disp}$	32.95	kg/m



Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
Diameter total pipa	$D_t$	0.202	m

Selain parameter di atas, perhitungan kekakuan tanah dinamis juga memerlukan koefisien yang dapat diperoleh dari Tabel 2.7. Nilai koefisien yang digunakan adalah  $600 \text{ kN/m}^{5/2}$  untuk kekakuan arah vertikal dan  $500 \text{ kN/m}^{5/2}$  untuk kekakuan arah horizontal. Kemudian juga diperlukan parameter rasio massa spesifik yang diperoleh dengan membagi massa pipa di udara dengan massa *displacement* pipa. Rasio massa spesifik yang diperoleh adalah sebesar 2.41. Hasil kekakuan tanah disajikan dalam Tabel 4.37.

**Tabel 4.37.** *Dynamic Soil Stiffness*

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
<i>Dynamic soil stiffness</i> vertikal	$K_v$	714.49	$\text{kN/m}^2$
<i>Dynamic soil stiffness</i> horizontal	$K_L$	474.84	$\text{kN/m}^2$

#### 4.8.2 Concrete Stiffness Factor

*Concrete stiffness factor* atau CSF muncul akibat adanya penambahan lapisan selimut beton pada pipa. CSF juga mempengaruhi besar panjang efektif bentangan bebas pipa bawah laut. CSF dapat dihitung menggunakan Persamaan 2.60. Parameter yang diperlukan untuk perhitungan CSF disajikan dalam Tabel 4.38.

**Tabel 4.38.** Parameter Perhitungan CSF

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
Konstanta empiris (asphalt)	$k_c$	0.33	-
Momen inersia pipa baja	$I_{st}$	2.815E-06	$\text{m}^4$
Momen inersia selimut beton	$I_{conc}$	9.320E-05	$\text{m}^4$
<i>Young's modulus</i> pipa baja	$E_{st}$	207000	MPa
Kekuatan material selimut beton	$f_{cn}$	40-45	MPa

Parameter lain yang dibutuhkan untuk perhitungan CSF adalah *young modulus* selimut beton ( $E_{conc}$ ) yang dapat dihitung menggunakan Persamaan 2.61. Dengan Persamaan tersebut diperoleh  $E_{conc}$  sebesar 31330.24 Pa. Parameter di atas kemudian diolah menggunakan Persamaan 2.60 sehingga diperoleh hasil CSF sebesar 1.105.

#### 4.9 Panjang Efektif Bentangan Bebas

Panjang efektif bentangan bebas pipa dapat mempengaruhi besar frekuensi natural pipa terutama bentangan bebas yang diasumsikan dengan tumpuan *single span on seabed* dan *fixed-fixed*. Akan tetapi, untuk tumpuan *pinned-pinned*, panjang efektif bentangan bebas digantikan dengan panjang aktual bentangan bebas, sehingga panjang bentangan bebas efektif tidak berpengaruh pada frekuensi natural pipa. Panjang efektif bentangan bebas dapat dihitung menggunakan Persamaan 2.62 dan 2.63.

Kasus pipa yang digunakan pada tugas akhir ini adalah pipa yang meletak di atas permukaan *seabed* yang rentan mengalami bentangan bebas akibat *scouring*. Oleh karena hal ini, panjang efektif bentangan bebas yang diperoleh merupakan panjang efektif prediksi. Panjang efektif bentangan bebas diperoleh dari iterasi untuk panjang bentangan bebas 1 m hingga 25 m. Hasil panjang efektif bentangan bebas dijelaskan dalam Tabel 4.39.

**Tabel 4.39.** Panjang Efektif Bentangan Bebas Pipa

Cross-Flow				In-Line			
L	$\beta$	$L_{eff}/L$	$L_{eff}$	L	$\beta$	$L_{eff}/L$	$L_{eff}$
m	-	-	m	m	-	-	m
1	-1.755	-3.470	-3.470	1	-1.932	-2.980	-2.980
9	2.062	1.928	17.355	9	1.885	2.041	18.365
10	2.245	1.828	18.280	10	2.068	1.925	19.251
11	2.411	1.748	19.231	11	2.233	1.834	20.175
12	2.562	1.683	20.199	12	2.385	1.760	21.124
13	2.701	1.625	21.128	13	2.524	1.699	22.089
14	2.830	1.569	21.967	14	2.652	1.647	23.064
15	2.950	1.520	22.795	15	2.772	1.594	23.907
25	3.837	1.222	30.550	25	3.660	1.273	31.835

#### 4.10 *Effective Axial Force, Critical Buckling Load dan Static Deflection*

##### 4.10.1 Penentuan *Boundary condition*

Sebelum *Effective Axial Force, Critical Buckling Load dan Static Deflection* dihitung, asumsi tumpuan bentangan bebas perlu ditentukan terlebih dahulu. Asumsi tumpuan yang digunakan untuk kasus bentangan bebas ini adalah *pinned-pinned*, Nilai koefisien *boundary condition* dari *pinned-pinned* dapat diperoleh dari Tabel 2.4 yang dijelaskan kembali dalam Tabel 4.40 di halaman berikutnya.

**Tabel 4.40.** Koefisien *Pinned-Pinned Boundary condition*

	Pinned-Pinned <sup>2)</sup>	Fixed-Fixed <sup>3)</sup>	Single span on seabed
C <sub>1</sub>	1.57	3.56	3.56
C <sub>2</sub>	1.0	4.0	4.0
C <sub>3</sub>	0.8 <sup>1)</sup>	0.2 <sup>1)</sup>	0.4 <sup>1)</sup>
C <sub>4</sub>	4.93	14.1	Shoulder: $14.1(L/L_{eff})^2$ Mid-span: 8.6
C <sub>5</sub>	1/8	1/12	Shoulder: <sup>4)</sup> $\frac{1}{18(L_{eff}/L)^2 - 6}$ Mid-span: 1/24
C <sub>6</sub>	5/384	1/384	1/384
1) Note that C <sub>3</sub> = 0 is normally assumed for in-line if the steady current is not accounted for. 2) For pinned-pinned boundary condition L <sub>eff</sub> is to be replaced by L in the above expressions also for P <sub>cr</sub> . 3) For fixed-fixed boundary conditions, L <sub>eff</sub> /L = 1 per definition. 4) C <sub>5</sub> shall be calculated using the static soil stiffness in the L <sub>eff</sub> /L calculation.			

(Sumber : DNV RP F105, 2006)

#### 4.10.2 *Effective Axial Force*

*Effective axial force* dapat mempengaruhi besar frekuensi natural pipa bawah laut. Parameter ini dapat dihitung menggunakan Persamaan 2.55. Beberapa parameter yang digunakan untuk perhitungan parameter ini dijelaskan dalam Tabel 4.41.

**Tabel 4.41.** Parameter Perhitungan *Effective Axial Force*

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
Poisson's ratio baja	v <sub>st</sub>	0.3	-
Diameter dalam pipa	D <sub>i</sub>	0.103	m
Luas penampang internal pipa baja	A <sub>i</sub>	8.361E-03	m <sup>2</sup>
Luas penampang pipa baja	A <sub>st</sub>	1.899E-03	m <sup>2</sup>
Koefisien <i>thermal expansion</i>	α <sub>e</sub>	1.170E-05	/°C
Temperatur operasi	T <sub>1</sub>	50.7	°C
Temperatur air laut	T <sub>0</sub>	25	°C
Young's modulus pipa baja	E <sub>st</sub>	2.07E+11	Pa

Selain parameter di atas, perhitungan *effective axial force* juga membutuhkan parameter perbedaan tekanan ( $\Delta P$ ) yang merupakan pengurangan antara tekanan internal pipa dan tekanan di luar pipa yang berupa tekanan hidrostatik. Parameter-parameter yang digunakan untuk memperoleh nilai perbedaan tekanan dijelaskan dalam Tabel 4.42.

**Tabel 4.42.** Parameter Awal Perhitungan Perbedaan Tekanan

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
Densitas air laut	$\rho_w$	1025	kg/m <sup>3</sup>
Kedalaman laut	$h$	12	m
Percepatan gravitasi	$g$	9.81	m/s <sup>2</sup>
Tekanan internal desain	$P_i$	6274000	Pa
Tekanan eksternal	$P_e$	120663	Pa

Perbedaan tekanan dihitung menggunakan Persamaan 2.56 dan 2.57 sehingga menghasilkan nilai  $\Delta P$  sebesar 6153337 Pa.

Parameter yang telah ditentukan di atas kemudian diolah menggunakan Persamaan 2.55 sehingga memperoleh hasil *effective axial force* sebesar 138803.7 N.

#### 4.10.3 Critical Buckling Load

*Critical Buckling Load* juga mempengaruhi besar frekuensi natural pipa bawah laut. Nilai parameter ini dipengaruhi oleh panjang bentangan bebas pipa. Selain panjang bentangan, beberapa parameter yang digunakan untuk perhitungan *critical buckling load* dijelaskan dalam Tabel 4.43.

**Tabel 4.43.** Parameter Perhitungan *Critical Buckling Load*

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
<i>Concrete stiffness factor</i>	CSF	1.105	-
<i>Young's modulus</i> pipa baja	$E_{st}$	2.07E+11	Pa
Momen inersia pipa baja	$I_{st}$	9.320E-05	m <sup>4</sup>
<i>Boundary condition</i>	$C_2$	1	-

Dengan menggunakan Persamaan 2.58 diperoleh hasil *critical buckling load* yang dijelaskan dalam Tabel 4.44 di halaman berikutnya :

**Tabel 4.44.** *Critical Buckling Load* Bentangan Bebas Pipa

Cross-Flow		In-Line	
L	P <sub>cr</sub>	L	P <sub>cr</sub>
m	N	m	N
1	400857000.499	1	400857000.499
9	4948851.858	9	4948851.858
10	4008570.005	10	4008570.005
11	3312867.773	11	3312867.773
12	2783729.170	12	2783729.170
13	2371934.914	13	2371934.914
14	2045188.778	14	2045188.778
15	1781586.669	15	1781586.669
25	641371.201	25	641371.201

Nilai *critical buckling load* untuk arah *in-line* dan *cross-flow* memiliki nilai yang sama. Hal ini dikarenakan  $L_{eff}$  digantikan dengan panjang bentangan bebas (1 m sampai 25 m) sesuai dengan ketentuan DNV RP F105 untuk kondisi bentangan bebas *pinned-pinned*.

#### 4.10.4 Static Deflection

*Static deflection* juga merupakan salah satu parameter yang mempengaruhi besar frekuensi natural pipa. Parameter ini juga dipengaruhi oleh panjang bentang bebas pipa. Selain itu, beberapa parameter lain yang digunakan untuk perhitungan *static deflection* dijelaskan dalam Tabel 4.45.

**Tabel 4.45.** Parameter Perhitungan *Static Deflection*

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
<i>Concrete stiffness factor</i>	CSF	1.105	-
<i>Young's modulus</i> pipa baja	E <sub>st</sub>	2.07E+11	Pa
Momen inersia pipa baja	I <sub>st</sub>	9.320E-05	m <sup>4</sup>
<i>Boundary condition</i>	C <sub>6</sub>	0.01302	-
<i>Effective axial force</i>	S <sub>eff</sub>	-1.388E+05	N
Berat terendam pipa (q <i>cross-flow</i> )	W <sub>sub</sub>	454.38	N/m
Gaya drag (q <i>in-line</i> )	F <sub>D</sub>	686.66	N/m

Dengan menggunakan Persamaan 2.59, *static deflection* dapat ditentukan dan hasilnya dijelaskan dalam Tabel 4.46.

**Tabel 4.46.** *Static Deflection* Bentangan Bebas Pipa

Cross-Flow		In-Line	
L	$\delta$	L	$\delta$
m	m	m	m
1	0.0000	1	0.0000
9	0.0010	9	0.0015
10	0.0015	10	0.0023
11	0.0022	11	0.0034
12	0.0032	12	0.0048
13	0.0044	13	0.0067
14	0.0060	14	0.0091
15	0.0080	15	0.0121
25	1.423	25	1.526

#### 4.11 Frekuensi Natural Pipa Bawah Laut

Frekuensi natural merupakan parameter penting yang harus ditentukan karena parameter ini digunakan sebagai tolak ukur penentuan panjang maksimum bentangan bebas pipa bawah laut yang boleh terjadi. Jika frekuensi natural pipa bawah laut mendekati frekuensi *vortex shedding* yang terjadi di daerah pipa, maka pipa akan mengalami getaran yang dapat mengakibatkan kegagalan kelelahan pada pipa. Frekuensi natural pipa dihitung menggunakan Persamaan 2.54 yang membutuhkan beberapa parameter yang telah ditentukan dan dihitung sebelumnya. Parameter-parameter ini dijelaskan dalam Tabel 4.47.

**Tabel 4.47.** Parameter Perhitungan Frekuensi Natural Pipa

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
<i>Concrete stiffness factor</i>	CSF	1.105	-
<i>Young's modulus</i> pipa baja	$E_{st}$	2.07E+11	Pa
Momen inersia pipa baja	$I_{st}$	9.3197E-05	m <sup>4</sup>
<i>Boundary condition</i>	$C_1$	1.57	-
	$C_3$	0.80	-
<i>Effective axial force</i>	$S_{eff}$	-1.388E+05	N
Diameter total pipa	$D_t$	0.202	m
Massa efektif pipa	$m_e$	112.21	kg/m

Frekuensi natural pipa kemudian diiterasi untuk panjang bentangan bebas 1 m hingga 25 m untuk arah *in-line* dan *cross-flow* yang hasilnya dijelaskan pada Tabel 4.48.

**Tabel 4.48.** Frekuensi Natural Bentangan Bebas Pipa

Cross-Flow					In-Line				
L m	L <sub>eff</sub> m	P <sub>cr</sub> N	$\delta$ m	f <sub>1</sub> Hz	L m	L <sub>eff</sub> m	P <sub>cr</sub> N	$\delta$ m	f <sub>1</sub> Hz
1	-3.470	400857000.499	0.0000	944.391	1	-2.980	400857000.499	0.0000	944.391
9	17.355	4948851.858	0.0010	11.497	9	18.365	4948851.858	0.0015	11.497
10	18.280	4008570.005	0.0015	9.281	10	19.251	4008570.005	0.0023	9.281
11	19.231	3312867.773	0.0022	7.641	11	20.175	3312867.773	0.0034	7.642
12	20.199	2783729.170	0.0032	6.394	12	21.124	2783729.170	0.0048	6.395
13	21.128	2371934.914	0.0044	5.424	13	22.089	2371934.914	0.0067	5.426
14	21.967	2045188.778	0.0060	4.655	14	23.064	2045188.778	0.0091	4.657
15	22.795	1781586.669	0.0080	4.034	15	23.907	1781586.669	0.0121	4.037
25	30.550	641371.201	0.0726	1.423	25	31.835	641371.201	0.1097	1.526

Dari Tabel 4.48, dapat diambil kesimpulan bahwa semakin panjang bentangan bebas pipa maka semakin kecil nilai frekuensi natural pipa. Hal ini disebabkan karena nilai defleksi pipa yang berubah semakin besar seiring bertambahnya panjang bentangan bebas pipa. Hal ini juga disebabkan karena nilai *critical buckling load* yang berubah semakin kecil seiring bertambahnya panjang bentangan bebas pipa. Nilai frekuensi natural bentangan bebas pipa untuk arah *cross-flow* dan *in-line* memiliki nilai yang relatif sama. Hal ini disebabkan karena nilai defleksi statis yang tidak jauh berbeda. Selain itu, pengaruh *critical buckling load* terhadap frekuensi natural bentangan bebas pipa lebih dominan dibandingkan dengan pengaruh defleksi statis pipa. *Critical buckling load* memiliki nilai yang sama untuk arah *cross-slow* dan *in-line* sehingga nilai frekuensi natural pipa dapat memiliki nilai yang relatif sama.

#### 4.12 Penentuan Panjang Bentangan Bebas Maksimum dengan *Screening Criteria* Kelelahan

Panjang bentangan bebas maksimum pipa bawah laut ditentukan melalui *screening criteria* kelelahan yang diatur dalam DNV RP F105. *Screening* dilakukan

pada bentangan bebas pipa untuk arah *in-line* dan *cross-flow* pipa. *Screening* harus memenuhi kriteria pada Persamaan 2.64 untuk arah *in-line* dan 2.66 untuk arah *cross-flow*. Hasil *screening criteria* kelelahan arah *in-line* dan *cross-flow* secara detail dapat dilihat di lampiran I. Hasil panjang maksimum bentangan bebas pipa yang diizinkan menurut hasil *screening* kriteria DNV RP F105 (2006) disajikan dalam Tabel 4.49 dan 4.50.

**Tabel 4.49.** Hasil Panjang Maksimum Bentangan Bebas Pipa yang Diizinkan arah *In-line*

<i>In-Line</i>					
L	L <sub>eff</sub>	f <sub>n, IL</sub>	f <sub>n, IL</sub> / γ <sub>IL</sub>	$\frac{U_{c,100 \text{ tahun}}}{V_{R,onset}^{IL} \cdot D_t} \cdot \left(1 - \frac{L/D_t}{250}\right) \cdot \frac{1}{\alpha}$	Kriteria
m	m	Hz			
14	23.064	4.6568	3.3263	2.8375	Memenuhi
15	23.907	4.0374	2.8839	2.7599	Memenuhi
16	24.741	3.5318	2.5227	2.6824	Tidak Memenuhi
17	25.564	3.1145	2.2247	2.6048	Tidak Memenuhi

**Tabel 4.50.** Hasil Panjang Maksimum Bentangan Bebas Pipa yang Diizinkan arah *Cross-flow*

<i>Cross-Flow</i>					
L	L <sub>eff</sub>	f <sub>n, CF</sub>	f <sub>n, CF</sub> / γ <sub>CF</sub>	$\frac{U_{c,100 \text{ tahun}} + U_{w,1 \text{ tahun}}}{V_{R,onset}^{CF} \cdot D_t}$	Kriteria
m	m	Hz			
16	23.612	3.5265	2.5189	2.1473	Memenuhi
17	24.418	3.1067	2.2190	2.1473	Memenuhi
18	25.215	2.7559	1.9685	2.1473	Tidak Memenuhi
19	26.002	2.4603	1.7574	2.1473	Tidak Memenuhi

Dari Tabel 4.45 dan 4.46, didapatkan bahwa panjang maksimum bentangan bebas pipa adalah sebesar 15 m. Nilai ini didapatkan dari hasil *screening criteria* arah *in-line* pipa.

#### 4.13 Tegangan Ekuivalen (*Von Mises*)

Setelah panjang bentangan bebas maksimum pipa ditentukan melalui *screening criteria* kelelahan DNV RP F105, langkah selanjutnya adalah menghitung tegangan *von mises* pipa. Perhitungan tegangan *von mises* pipa bertujuan untuk mengevaluasi panjang bentang maksimum yang diperoleh dari



*screening criteria* kelelahan terhadap kegagalan *excessive yield*. Tegangan *von mises* akan di evaluasi menggunakan kriteria *allowable stress* ASME B31.8.

#### 4.13.1 Perhitungan Tegangan Von Mises Manual

Tegangan *von mises* merupakan tegangan kombinasi yang terdiri dari tegangan *hoop*, tegangan longitudinal dan tegangan *shear*. Khusus untuk kasus bentangan bebas pipa bawah laut, tegangan *shear* dapat diabaikan (Bai dan Bai, 2014).

Tegangan *hoop* dapat dihitung menggunakan Persamaan 2.72 untuk  $D/t \geq 30$  atau 2.73 untuk  $D/t < 30$ . Parameter-parameter yang digunakan dalam perhitungan tegangan *hoop* dijelaskan dalam Tabel 4.51.

**Tabel 4.51.** Parameter Awal Perhitungan Tegangan *Hoop*

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
Diameter luar pipa baja	$D_0$	0.1143	m
Tebal nominal dinding pipa	$t_{nom}$	0.00856	m
<i>Corrossion allowance</i>	$t_{corr}$	0.003	m
<i>Mill tolerance</i>	$t_{mill}$	0.00107	m
Tebal dinding pipa	$t$	0.00449	m
Tekanan eksternal	$P_e$	120663.00	Pa
Tekanan internal	$P_i$	6274000	Pa
Rasio ukuran pipa	$D/t$	25	-

Rasio  $D/t$  pipa yang dianalisis adalah sebesar 25 sehingga tegangan *hoop* dihitung menggunakan Persamaan 2.73. Hasil tegangan *hoop* dijelaskan dalam Tabel 4.52 dan 4.53.

**Tabel 4.52.** Hasil Tegangan *Hoop*

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
Tegangan <i>hoop</i>	$\sigma_h$	75244759.02	Pa
		75.24	MPa

**Tabel 4.53.** Cek Hasil Tegangan *Hoop* terhadap *Allowable Stress* ASME B31.8

$\sigma_h$	0.72 SMYS	Rasio
75.24	258.14	0.29

Tegangan longitudinal dapat dihitung menggunakan Persamaan 2.74. Tegangan longitudinal merupakan kombinasi dari tegangan aksial, tegangan *poisson*, tegangan *thermal* (Persamaan 2.76) dan tegangan *bending* (Persamaan 2.77).

Tegangan aksial dihitung dengan membagi gaya aksial yang terjadi pada pipa dengan luas penampang pipa. Parameter yang digunakan dalam perhitungan tegangan aksial disajikan dalam Tabel 4.54.

**Tabel 4.54.** Parameter Perhitungan Tegangan Aksial

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
Tebal dinding pipa	$t$	0.00449	m
Diameter luar pipa baja	$D_0$	0.1143	m
Diameter dalam pipa	$D_i$	0.105	m
Luas penampang pipa	$A_{st}$	0.002	m
Tekanan internal	$P_i$	6274000	Pa
Gaya tekanan internal	$F_{pi}$	9718.13	N
Berat terendam pipa	$W_{sub}$	454.38	N/m

Hasil tegangan aksial disajikan dalam tabel 4.55 sebagai berikut :

**Tabel 4.55.** Hasil Tegangan Aksial

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
Resultan gaya	$F_a$	9728.74	N/m
Tegangan aksial	$\sigma_{a0}$	6280854.19	Pa
		6.28	MPa

Tegangan *Thermal* dan *Poisson* menggunakan parameter yang disajikan dalam Tabel 4.56.

**Tabel 4.56.** Parameter Perhitungan Tegangan *Thermal* dan Tegangan *Poisson*

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
<b>Thermal</b>			
Temperatur Instalasi	$T_1$	25	°C
Temperatur Operasi	$T_2$	50.7	°C
Koefisien <i>thermal expansion</i>	$\alpha_e$	0.0000117	/°C
<i>Young's modulus</i> pipa baja	$E_{st}$	2.07E+11	Pa

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
<b>Poisson</b>			
<i>Poisson ratio</i> pipa baja	$\nu_{st}$	0.3	-
Tegangan <i>hoop</i>	$\sigma_h$	75244759.02	Pa

Hasil tegangan *thermal* dan *poisson* disajikan dalam tabel 4.57 sebagai berikut :

**Tabel 4.57.** Hasil Tegangan *Thermal* dan *Poisson*

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
Tegangan <i>thermal</i>	$\sigma_t$	-62242830.00	Pa
		-62.24	MPa
Tegangan <i>poisson</i>	$\sigma_{ps}$	22573427.71	Pa
		22.57	MPa

Tegangan aksial, tegangan *thermal* dan tegangan *poisson* kemudian dijumlah sehingga menghasilkan tegangan aksial kombinasi sebesar -33.39 MPa.

Tegangan *bending* dipengaruhi oleh panjang bentangan bebas pipa. Panjang bentangan bebas pipa akan mempengaruhi besar momen yang terjadi pada pipa. Perhitungan tegangan *bending* diperoleh dari iterasi untuk panjang bentangan bebas 1 m – 15 m. Parameter yang digunakan dalam perhitungan tegangan *bending* disajikan dalam tabel 4.58.

**Tabel 4.58.** Parameter Perhitungan Tegangan *Bending*

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
Tebal dinding pipa	$t$	0.00449	m
Diameter luar pipa baja	$D_0$	0.1143	m
Diameter dalam pipa	$D_i$	0.105	m
Modulus penampang pipa	$Z_A$	0.0000409205	m <sup>3</sup>
Berat terendam pipa	$W_{sub}$	166.20	N/m
Gaya <i>drag</i>	$F_D$	686.66	N/m

Hasil perhitungan tegangan *bending* disajikan dalam Tabel 4.59.

**Tabel 4.59.** Hasil Perhitungan Tegangan *Bending* (8 m -15 m)

Panjang Bentangan Bebas	Momen Maksimum (Pin-Pin)			Tegangan <i>Bending</i>	
	Vertikal	Horizontal	Resultan		
m	N.m	N.m	N.m	Pa	MPa
8	3635.06	5493.28	6587.09	160972883.83	160.97
9	4600.63	6952.43	8336.79	203731306.10	203.73
10	5679.79	8583.25	10292.33	251520130.99	251.52
11	6872.54	10385.73	12453.73	304339358.50	304.34
12	8178.89	12359.88	14820.96	362188988.63	362.19
13	9598.84	14505.69	17394.05	425069021.37	425.07
14	11132.38	16823.17	20172.98	492979456.74	492.98
15	12779.52	19312.31	23157.75	565920294.73	565.92

Tegangan longitudinal kemudian dapat dihitung dengan menjumlahkan atau mengurangkan tegangan aksial kombinasi dengan tegangan *bending*. Hasil tegangan longitudinal disajikan dalam Tabel 4.60.

**Tabel 4.60.** Hasil Tegangan Longitudinal (8 m -15 m)

Panjang Bentangan Bebas	TEGANGAN				0.8 SMYS	RASIO
	Aksial Kombinasi	Bending	Longitudinal			
m	MPa	MPa	MPa	MPa	MPa	MPa
8	-33.39	160.97	127.58	-194.36	286.82	0.68
9	-33.39	203.73	170.34	-237.12	286.82	0.83
10	-33.39	251.52	218.13	-284.91	286.82	0.99
11	-33.39	304.34	270.95	-337.73	286.82	1.18
12	-33.39	362.19	328.80	-395.58	286.82	1.38
13	-33.39	425.07	391.68	-458.46	286.82	1.60
14	-33.39	492.98	459.59	-526.37	286.82	1.84
15	-33.39	565.92	532.53	-599.31	286.82	2.09

Hasil tegangan longitudinal yang digunakan adalah nilai terbesar dari penjumlahan aksial kombinasi dan tegangan *bending*. Dari Tabel 4.56, dapat dilihat bahwa tegangan longitudinal pada panjang bentangan bebas maksimum hasil *screening criteria* kelelahan (15 m) memiliki rasio sebesar 2.09. Hal ini menunjukkan bahwa bentangan bebas sepanjang 15 m mengalami kegagalan. Panjang bentangan bebas yang lolos kriteria *allowable stress* untuk tegangan *bending* adalah sebesar 9 m

dengan rasio 0.83. Tegangan *bending* yang akan digunakan dalam perhitungan tegangan *von mises* adalah tegangan *bending* pada panjang bentangan bebas 9 m.

Setelah hasil tegangan *hoop* dan tegangan longitudinal diperoleh, tegangan *von mises* dapat dihitung dengan menggunakan Persamaan 2.78. Hasil tegangan *von mises* disajikan dalam Tabel 4.61 dan 4.62.

**Tabel 4.61.** Hasil Tegangan *Von Mises* Manual

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
Tegangan <i>hoop</i>	$\sigma_h$	75.24	MPa
Tegangan longitudinal	$\sigma_L$	-237.12	MPa
Tegangan Ekuivalen ( <i>von mises</i> )	$\sigma_e$	282.36	MPa

**Tabel 4.62.** Cek Hasil Tegangan *Von Mises* terhadap Kriteria *Allowable Stress*

ASME B31.8

$\sigma_e$	0.9 SMYS	RASIO
282.36	322.67	0.88

Dari tabel 4.62, tegangan *von mises* memiliki rasio 0.88 (di bawah 1). Hal menunjukkan bahwa tegangan *von mises* lolos kriteria *allowable stress* ASME B31.8.

Sedangkan untuk panjang 15 m, tegangan *von mises* yang terjadi adalah sebesar 640.26 MPa dengan rasio terhadap *allowable stress* sebesar 1.98.

#### 4.13.2 Evaluasi Panjang Bentangan Bebas Maksimum Pipa terhadap Kriteria *Allowable Stress* ASME B31.8

Pada subbab 4.12, telah dilakukan penentuan panjang bentangan bebas maksimum pipa yang diizinkan menurut *screening criteria* kelelahan DNV RP F105. Dari analisis *screening criteria* kelelahan, didapatkan panjang maksimum pipa sepanjang 15 m. Kemudian pada subbab 4.13, dilakukan perhitungan tegangan yang terjadi pada bentangan bebas pipa. Untuk Panjang bentang bebas pipa 15 m, Tegangan *hoop* menghasilkan rasio 0.29 yang menunjukkan bahwa pipa lolos kriteria ASME B31.8 dan tidak mengalami kegagalan. Sedangkan, tegangan longitudinal menghasilkan rasio 2.03 yang menunjukkan bahwa pipa tidak lolos kriteria ASME B31.8 dan mengalami kegagalan. Kegagalan ini dipengaruhi oleh

panjang bentangan bebas pipa yang terlalu panjang sehingga pipa tidak mampu menahan beban-beban yang terjadi di sekeliling pipa (berat pipa dan gaya hidrodinamis). Kegagalan ini dapat dicegah dengan mengurangi panjang bentangan bebas pipa. Hal ini dibuktikan dari hasil cek tegangan longitudinal pada panjang bentangan bebas 9 m. Nilai rasio tegangan longitudinal pada panjang bentangan bebas 9 m adalah 0.83 yang menunjukkan bahwa pipa lolos kriteria ASME B31.8 dan tidak mengalami kegagalan *excessive yielding*. Dengan demikian, panjang bentangan yang diambil adalah 9 m untuk perhitungan tegangan *von mises*. Hasil tegangan *von mises* adalah sebesar 282.36 MPa dengan nilai rasio tegangan sebesar 0.88.

#### 4.13.3 Perhitungan Tegangan Von Mises Pemodelan AUTOPIPE

Setelah dilakukan perhitungan *von mises* secara manual, langkah selanjutnya adalah melakukan pemodelan pipa menggunakan *software*. *Software* yang digunakan untuk analisis tegangan *von mises* tugas akhir ini adalah AUTOPIPE. Hasil tegangan *von mises* dari AUTOPIPE akan di bandingkan dengan hasil perhitungan tegangan *von mises* manual. Langkah-langkah pemodelan pipa dijelaskan sebagai berikut :

##### 1. Memasukkan *pipe properties*

Data pertama yang harus dimasukkan ke dalam model adalah *pipe properties*.

Input *pipe properties* model disajikan dalam Tabel 4.63.

**Tabel 4.63.** *Input AUTOPIPE Pipe Properties*

Parameter	Nilai	Satuan
<i>Actual O.D.</i>	114.3	mm
<i>Wall thickness</i>	8.56	mm
<i>Mill tolerance</i>	1.07	mm
<i>Spesific gravity content</i>	0.054	-
<i>Pipe Material</i>	5LX-X52	-

##### 2. Memasukkan tekanan dan temperatur pipa

Selanjutnya adalah memasukkan tekanan pipa dan temperatur pipa saat operasi ke dalam model. Input tekanan dan temperatur pipa disajikan dalam Tabel 4.64.

**Tabel 4.64.** *Input Tekanan dan Temperatur Operasi Pipa*

Parameter	Nilai	Satuan
<i>Pressure</i>	6.27	MPa
<i>Temperature</i>	50.70	MPa

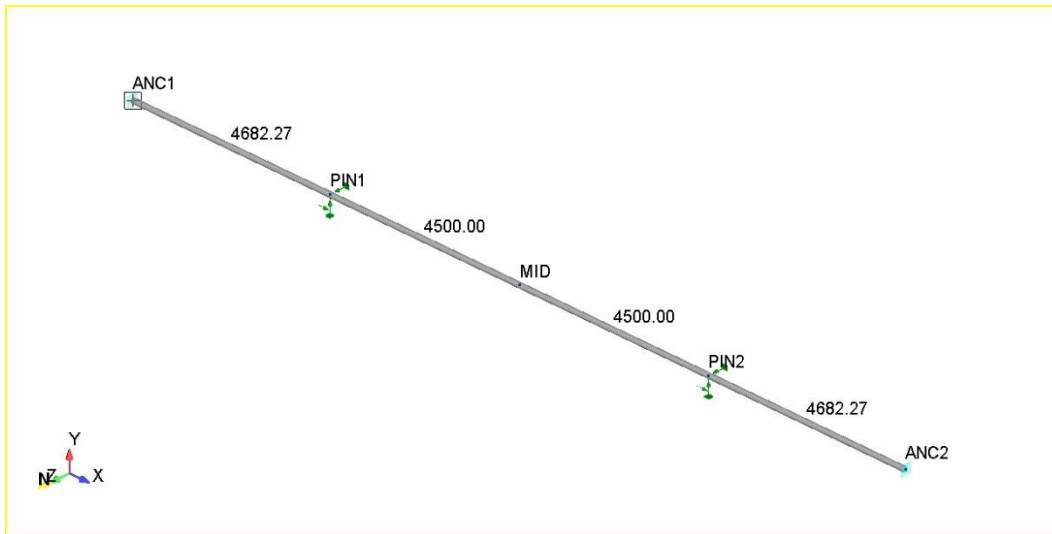
### 3. Membuat model pipa

Secara umum, model pipa terdiri dari *point* dan *component*. *Component* merupakan aksesoris perpipaan di antaranya ; *run, bend, tee, flange, valve, flexible joint, reducer* dan *nozzle*. Pipa yang dimodelkan dalam tugas akhir ini berupa pipa penyalur yang berada di posisi *free span*, sehingga hanya membutuhkan *point* dan *run component* yang merupakan pipa lurus. Selain *point* dan *component*, terdapat *anchor* dan *support* yang memiliki fungsi sebagai tumpuan pipa. Pemodelan AUTOPIPE harus dilengkapi dengan *anchor* agar model pipa dapat dianalisis. *Support* dimodelkan sesuai asumsi awal yaitu *pinned-pinned*. Dalam AUTOPIPE, kondisi *pinned-pinned* dapat dimodelkan dengan menggunakan kombinasi *guide support* untuk *lateral restraint*, dan *line stop* untuk *axial restraint*.

Pipa dimodelkan sepanjang  $L_{\text{eff}}$  untuk memperhitungkan efek tumpuan *fully fixed*. Tumpuan *fully fixed* yang dimaksud adalah tumpuan *anchor* di AUTOPIPE. *Support* pipa diletakkan di antara *anchor* dengan jarak antar *support* sepanjang bentangan bebas pipa. Pemodelan pipa dijelaskan dalam Tabel 4.65 serta Gambar 4.2.

**Tabel 4.65.** *Panjang Bagian Pipa*

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
Panjang bentangan bebas maksimum	L	9	m
Panjang efektif bentangan bebas maksimum	$L_{\text{eff}}$	18.36	m
MODEL AUTOPIPE			
<i>Anchor to Anchor</i>	ANC1-ANC2	18365.54	mm
<i>Pinned to Pinned</i>	PIN1-PIN2	9000	mm
<i>Anchor to Pinned</i>	ANC-PIN	4682.27	mm



**Gambar 4.2** Pemodelan *Free span* Pipa Menggunakan AUTOPIPE

#### 4. Memasukkan pembebanan

Setelah model dibuat, langkah selanjutnya adalah memasukkan pembebanan ke dalam model. Beban yang dimasukkan ke dalam model disajikan dalam Tabel 4.66.

**Tabel 4.66.** *Input* Pembebanan Model Pipa

Parameter	Nilai	Satuan
$W_{\text{sub}}$ (tanpa <i>steel</i> dan konten)	303.7	N/m
Gaya <i>drag</i>	686.66	N/m

Dalam Tabel 4.66, beban terendam pipa yang dimasukkan ke dalam pembebanan tidak menyertakan berat pipa baja dan berat konten pipa. Berat pipa baja dan konten pipa secara otomatis dihitung oleh AUTOPIPE karena sebelumnya sudah dimasukkan ke dalam *pipe properties*. Gaya *drag* dimasukkan ke dalam pembebanan karena AUTOPIPE tidak menyediakan fasilitas untuk menganalisis beban hidrodinamis menggunakan spektrum JONSWAP. Hal ini dilakukan untuk mengurangi *error* antara tegangan *von mises* manual dan hasil pemodelan.

#### 5. Memasukkan *soil properties*

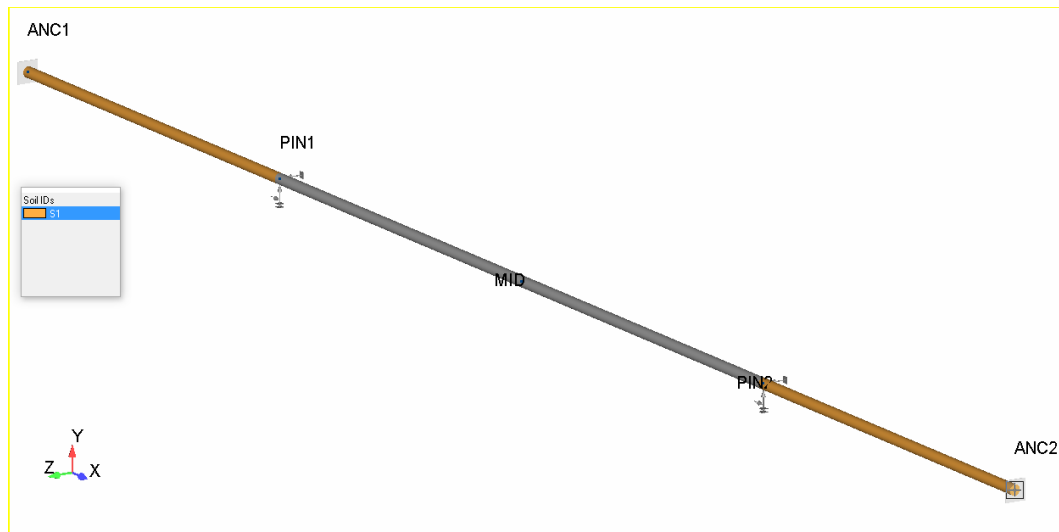
Langkah selanjutnya adalah memasukkan properti tanah ke dalam pemodelan. Properti tanah yang dimasukkan ke dalam model disajikan dalam Tabel 4.67.



**Tabel 4.67.** Parameter Tanah

<i>Soil Parameter</i>	<i>Value</i>
<i>Calculation Method</i>	ASCE 2001
<i>Soil type</i>	<i>Soft clay</i>
<i>Outside diameter, D [mm]</i>	114.3
<i>Depth to centerline, H [mm]</i>	-52.39
<i>Effective unit weight above pipe [kg/m3]</i>	713.56
<i>Total unit weight below pipe [kg/m3]</i>	713.56
<i>Dry unit weight above pipe [kg/m3]</i>	713.56
<i>Soil cohesion, c [N/m2]</i>	11962.5
<i>Friction angle, phi [deg]</i>	0
<i>Horizontal yield parameter, dp [mm]</i>	0.01
<i>Longitudinal yield displacement, dt [mm]</i>	10.16
<i>Vertical up yield displacement, dqu [mm]</i>	-11.4
<i>Vertical dn yield displacement, dqd [mm]</i>	22.86

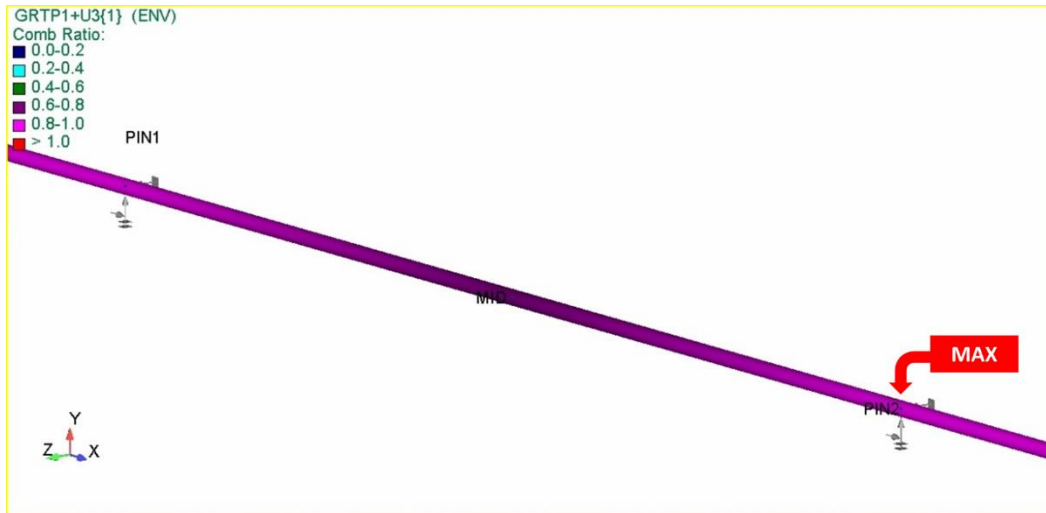
Properti tanah diaplikasikan pada segmen pipa di luar tumpuan *pinned* yaitu di antara tumpuan *anchor* dan *pinned*, yang ditunjukkan pada Gambar 4.3.



**Gambar 4.3** Lokasi Pengaplikasian Properti Tanah pada Model

#### 6. *Running* model dan hasil tegangan *von mises*

Langkah terakhir adalah melakukan analisis model. Analisis yang dilakukan adalah *static analysis* yang bertujuan untuk menganalisis besar tegangan pipa yang terjadi di dalam model. Gambar 4.4 menunjukkan hasil analisis tegangan *von mises* AUTOPIPE di lokasi *free span* yang disajikan sebagai berikut :



**Gambar 4.4** Tampilan Hasil Tegangan *Von Mises* dengan AUTOPIPE

Hasil tegangan terbesar pada lokasi *free span* dalam model adalah sebesar 268.13 MPa. Nilai tegangan ini tidak jauh berbeda dengan nilai tegangan *von mises* manual yaitu sebesar 282.36 MPa (*error* 5%).

#### 4.14 Hasil Panjang Bentangan Bebas Maksimum yang Diizinkan

Analisis bentangan bebas telah dilakukan secara dinamis menggunakan *screening criteria* kelelahan DNV RP F105 dan secara statis menggunakan kriteria *allowable stress* ASME B31.8. Dari kedua hasil analisis tersebut, didapatkan hasil panjang bentangan bebas maksimum yang disajikan dalam Tabel 4.68.

**Tabel 4.68.** Panjang Bentangan Bebas Maksimum yang Diizinkan

Kriteria	<i>Allowable Span</i>	Satuan
<i>Screening criteria</i> kelelahan DNV RP F105	15	m
<i>Allowable stress</i> ASME B31.8	9	m

Panjang bentangan bebas maksimum yang diambil adalah panjang bentangan terpendek yaitu 9 meter. Panjang bentangan maksimum ini dapat dijadikan pembanding terhadap panjang bentangan bebas aktual di lapangan. Untuk kondisi aktual sesuai data yang diperoleh, kondisi pipa yang di analisis ini masih relatif aman karena pipa tersebut belum mengalami bentangan bebas sehingga belum perlu dilakukan mitigasi. Jika pipa ini mengalami bentangan bebas setelah beberapa tahun beroperasi, hasil panjang bentangan bebas maksimum yang dihitung dalam tugas akhir ini dapat digunakan sebagai pembanding, selama data-data penunjang yang digunakan relatif masih sama.

## BAB V

### KESIMPULAN DAN SARAN

#### 5.1 Kesimpulan

Setelah analisis dan pembahasan dilakukan, didapatkan beberapa kesimpulan yang menjawab permasalahan yang diangkat dalam tugas akhir ini, di antaranya :

1. Nilai frekuensi natural dihitung dengan iterasi untuk panjang bentangan bebas 1 m – 25 m. Hasil frekuensi natural ini disajikan dalam Tabel 5.1 berikut :

**Tabel 5.1** Hasil Frekuensi Natural Bentangan Bebas Pipa

<i>Cross-Flow</i>		<i>In-Line</i>	
L	f <sub>1</sub>	L	f <sub>1</sub>
m	Hz	m	Hz
1	944.391	1	944.391
2	235.975	2	235.975
3	104.787	3	104.787
4	58.871	4	58.871
5	37.618	5	37.618
6	26.074	6	26.074
7	19.112	7	19.112
8	14.594	8	14.594
9	11.497	9	11.497
10	9.281	10	9.281
11	7.641	11	7.642
12	6.394	12	6.395
13	5.424	13	5.426
14	4.655	14	4.657
15	4.034	15	4.037
16	3.526	16	3.532
17	3.107	17	3.115
18	2.756	18	2.767
19	2.460	19	2.477
20	2.210	20	2.233
21	1.997	21	2.029
22	1.815	22	1.859
23	1.661	23	1.720
24	1.531	24	1.609
25	1.423	25	1.526

Dari Tabel 5.1, nilai frekuensi natural semakin mengecil seiring bertambahnya panjang bentangan bebas pipa. Arah *cross-flow* dan *in-line* memiliki nilai frekuensi natural yang relatif sama. Frekuensi natural terbesar diperoleh pada panjang bentangan bebas 1 m dengan nilai sebesar 944.391 hz dan terkecil pada panjang 25 m dengan nilai 1.423 hz.

2. Berdasarkan hasil *screening* kriteria kelelahan DNV RP F105 untuk iterasi panjang bentangan bebas 1 – 25 meter, panjang bentangan bebas yang lolos *screening* adalah sebesar 15 meter. Panjang ini diperoleh dari *screening criteria* arah *in-line*.
3. Panjang bentangan bebas pipa maksimum yang memenuhi *screening* kriteria kelelahan DNV RP F105 (15 meter) kemudian di cek menggunakan kriteria *allowable stress* ASME B31.8. Berdasarkan hasil cek kriteria *allowable stress* ASME B31.8, panjang bentangan bebas 15 meter mengalami kegagalan *excessive yielding* dengan tegangan *von mises* sebesar 640.26 MPa dan rasio tegangan *von mises* terhadap *allowable stress* ASME B31.8 sebesar 1.98. Kemudian dilakukan perhitungan tegangan *von mises* dengan iterasi panjang bentangan bebas pipa 1 – 15 meter untuk mencari panjang bentangan bebas yang memenuhi kriteria *allowable stress* ASME B31.8. Dari hasil iterasi ini, panjang bentangan bebas yang memenuhi kriteria *allowable stress* ASME B31.8 adalah 9 meter dengan besar tegangan *von mises* sebesar 282.36 MPa dan rasio tegangan *von mises* terhadap *allowable stress* ASME B31.8 sebesar 0.88 (kurang dari 1). Panjang bentangan bebas maksimum yang diambil adalah 9 meter. Hasil tegangan *von mises* pemodelan AUTOPIPE untuk bentangan bebas 9 meter adalah sebesar 268.13 MPa dengan *error* terhadap tegangan *von mises* manual sebesar 5%.

## 5.2 Saran

Beberapa saran yang dapat diberikan penulis untuk kegunaan penelitian selanjutnya, di antaranya :

1. Analisis bentangan bebas dapat dilakukan untuk jenis *multispan* jika terdapat data-data yang sesuai.

2. Analisis bentangan bebas dapat dilakukan kembali dengan menambahkan analisis *scouring* pada bentangan bebas pipa jika terdapat data-data yang sesuai.
3. Analisis dapat dilakukan kembali dengan mengganti asumsi tumpuan bentangan bebas pipa. (*fixed-fixed, fixed pinned, single span*).
4. Analisis dapat dilanjutkan dengan melakukan perhitungan *local buckling* pipa.
5. Analisis dapat dilanjutkan dengan melakukan perhitungan umur kelelahan pipa.

*(Halaman ini sengaja dikosongkan)*

## DAFTAR PUSTAKA

- ASME B31.8. 2012. **Gas Transmission and Distribution Piping Systems**. The American Society of Mechanical Engineers. USA.
- Bai, Yong dan Qiang Bai. 2014. **Subsea Pipeline Design, Analysis, and Installation**. Oxford, UK: Gulf Professional Publishing Elsevier.
- Bai, Yong. 2001. **Pipeline and Riser**. Oxford, UK: Elsevier.
- Bakhtiary, Abbas Yeganeh dkk. 2007. Analysis of Offshore Pipeline Allowable Free Span Length. **International Journal of Civil Engineering** 5 (Maret).
- Braestrup, M. W. 2005. **Design and Installation of Marine Pipelines**. UK : Blackwell Science Ltd.
- Choi, H. S. 2001. **Free Spanning Analysis of Offshore Pipelines**. Pergamon Journal of Ocean Engineering 28 : 1325-1338.
- Craig, M.J.K. 1981. **Structural Dynamics**. New York : John Wiley & Sons.
- Djarmiko, Eko B. 2012. **Perilaku dan Operabilitas Bangunan Laut di Atas Gelombang Acak**. Surabaya : itspress.
- DNV OS F101. 2013. **Submarine Pipeline System**. Offshore Standard. Det Norske Veritas.
- DNV RP C205. 2010. **Environmental Conditions and Environmental Loads**. Recommended Practice. Det Norske Veritas.
- DNV RP F105. 2006. **Free Spanning Pipeline**. Recommended Practice. Det Norske Veritas.
- Guo, Boyun, S. Song, Chako. J, dan Ali Ghalambor. 2014. **Offshore Pipeline**. New York: Elsevier.
- Kenny, J. P. dkk. 1993. **Structural Analysis of Pipeline Spans**. Sheffield : Health and Safety Executive-Offshore Technology Information.
- Lee, Jaeyoung. 2008. **Introduction to Offshore Pipelines and Risers**. Houston, Texas.
- Mouselli, A. H. 1981. **Offshore Pipeline Design, Analysis and Methods**. Oklahoma : PennWell Books.
- Putra, S.A. 2014. **Studi Kasus Analisa Vortex Induced Vibration pada Free span Pipa Pertamina Hulu Energi-Offshore North West Java**. Tugas

Akhir. Departemen Teknik Kelautan-FTK, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya.

Soegiono. 2007. **Pipa Laut**. Surabaya : Airlangga University Press.

Somasundaran, T. P. dan Anu Mathew. 2017. Dynamics of Seabed Pipelines and Study on Critical Free Span Length. **International Journal of Engineering Research and Technology** .6 : 2278-0181.

Xu, Jishang dkk. 2010. Calculation of Maximum Allowable Free Span Length and Safety Assessment of the DF1-1 Submarine Pipeline. **Journal of Ocean University China (Oceanic and Coastal Sea Research)**. 9: 1-10.



**LAMPIRAN A**  
**PERHITUNGAN DIMENSI, MASSA EFEKTIF DAN BERAT TERENDAM**  
**PIPA**

**A.1 Perhitungan Dimensi Pipa**

Tebal dinding pipa	$t_2 = t_{nom} - t_{corr}$ 0.006	m
Diameter total Pipa	$D_t = D_0 + 2t_{cc} + 2t_{wc} + 2t_{mg}$ 0.202	m
Diameter dalam pipa	$D_i = D_0 - 2(t_{nom} + t_{int})$ 0.103	m
Diameter lapisan anti korosi	$D_{cc} = D_0 + 2t_{cc}$ 0.122	m
Diameter selimut beton	$D_{wc} = D_0 + 2(t_{cc} + t_{wc})$ 0.202	m
Momen inersia pipa baja	$I_{st} = \pi \frac{(D_0^4 - D_i^4)}{64}$ 2.815E-06	m <sup>4</sup>
Momen inersia selimut beton	$I_{conc} = \pi \frac{(D_t^4 - D_{cc}^4)}{64}$ 9.320E-05	m <sup>4</sup>
Luas penampang internal pipa baja	$A_i = \pi \frac{(D_i^2)}{4}$ 8.361E-03	m <sup>2</sup>
Luas penampang pipa baja	$A_{st} = \pi \frac{(D_0^2 - D_i^2)}{4}$ 1.899E-03	m <sup>2</sup>

**A.2 Perhitungan Massa Efektif Pipa**

1. Massa Pipa di Udara

Massa struktur pipa baja	$m_{st} = A_{st} \cdot \rho_{st}$ 14.91	kg/m
Massa lapisan anti korosi	$m_{cc} = \pi \frac{(D_{cc}^2 - D_0^2)}{4} \cdot \rho_{cc}$ 1.90	kg/m
Massa selimut beton	$m_{wc} = \pi \frac{(D_{wc}^2 - D_{cc}^2)}{4} \cdot \rho_{wc}$	

	62.00	kg/m
Massa konten pipa	$m_c = A_i \cdot \rho_c$	
	0.45	kg/m
Massa pipa di udara	$m_{str} = m_{st} + m_{cc} + m_{wc} + m_c$	
	79.26	kg/m

## 2. Massa Tambah Pipa

Koefisien massa tambah  $C_a = \begin{cases} 0.68 + \frac{1.6}{(1+5 \cdot (e/D_t))} & \text{untuk } (e/D_t) < 0.8 \\ 1 & \text{untuk } (e/D_t) > 0.8 \end{cases}$

1 -

Massa Tambah  $m_a = \frac{\pi}{4} D_t^2 \cdot \rho_w \cdot C_a$

32.95 kg/m

## 3. Massa Efektif Pipa

Massa efektif  $m_e = m_{str} + m_c + m_a$

112.21 kg/m

### A.3 Perhitungan Berat Terendam Pipa

- Gaya Berat Pipa di Udara  $F_g = (m_{st} + m_c + m_{cc} + m_{wc}) \cdot g$   
777.59 N/m
- Gaya *Buoyancy* Pipa  
Massa air yang dipindahkan  $\frac{\pi}{4} D_t^2 \cdot \rho_w$   
32.95 kg/m  
Gaya *Buoyancy*  $F_b = m_{disp} \cdot g$   
323.20 N/m
- Gaya Berat Terendam Pipa  $W_{sub} = F_g - F_b$   
454.38 N/m

**LAMPIRAN B**  
**PERHITUNGAN KECEPATAN PARTIKEL AIR DI LOKASI PIPA (ARUS**  
**DAN GELOMBANG)**

**B.1 Perhitungan Kecepatan Arus *Steady* di Lokasi Pipa**

Diketahui :

**Tabel B.1** Parameter Perhitungan Kecepatan Arus *Steady* pada elevasi Pipa

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
Diameter total pipa	$D_t$	0.2023	m
Diameter luar pipa baja	$D_0$	0.1143	m
Arah aliran arus	$\theta_{rel}$	90	°
<i>Gap</i>	$e$	1	m
Kecepatan arus pada ketinggian referensi, 1 tahun	$U(z_r)$	0.57	m/s
Kecepatan arus pada di ketinggian referensi, 100 tahun	$U(z_r)$	0.6	m/s

**Tabel B.2** Data Arus

Parameter	Notasi	Nilai		Satuan
		1 Tahun	100 Tahun	
Kedalaman	$h$	12		m
Kecepatan Arus di 90 % WD	$U(z_r)$	0.57	0.6	m/s

1. Menghitung Kedalaman Referensi ( $z_r$ )

Data pengukuran kecepatan arus *steady* yang digunakan diukur di kedalaman 90% *Water Depth*.

$$z_r = h - 90\% h$$

$$z_r = 1.2 \text{ m}$$

2. Penentuan nilai  $z_o$  (*seabed roughness*)

Data tanah di lokasi pipa adalah *very soft clay*. Nilai *seabed roughness* yang dipilih adalah *silt*.

**Tabel B.3 Seabed Roughness**

<i>Seabed</i>	<i>Roughness <math>z_0</math> (m)</i>
Silt	$\approx 5 \cdot 10^{-6}$
fine sand	$\approx 1 \cdot 10^{-5}$
Medium sand	$\approx 4 \cdot 10^{-5}$
coarse sand	$\approx 1 \cdot 10^{-4}$
Gravel	$\approx 3 \cdot 10^{-4}$
Pebble	$\approx 2 \cdot 10^{-3}$
Cobble	$\approx 1 \cdot 10^{-2}$
Boulder	$\approx 4 \cdot 10^{-2}$

3. Menghitung *Reduction Factor* ( $R_c$ )

$$R_c = \sin(\theta_{rel})$$

$$R_c = 1$$

4. Menghitung Elevasi di atas Dasar Laut

$$z = e + \frac{D_t}{2}$$

$$z = 1.10115 \text{ m}$$

5. Menghitung Kecepatan Arus pada Elevasi Pipa

$$U_c = R_c \cdot U(z_r) \cdot \frac{(\ln(z) - \ln(z_0))}{(\ln(z_r) - \ln(z_0))}$$

**Tabel B.4 Hasil Perhitungan Kecepatan Arus *Steady* pada Elevasi Pipa**

Periode ulang	Notasi	Nilai	Satuan
1 Tahun	$U_{c, 1 \text{ tahun}}$	0.57	m/s
100 Tahun	$U_{c, 100 \text{ tahun}}$	0.60	m/s

## B.2 Perhitungan Kecepatan Arus Akibat Gelombang

Diketahui :

**Tabel B.5 Data Gelombang**

Parameter	Notasi	Nilai		Satuan
		1 Tahun	100 Tahun	
Kedalaman	h	12		m
Tinggi gelombang signifikan	$H_s$	1.6	3.3	s
Periode gelombang signifikan	$T_s$	6	8.1	s

1. Menghitung Parameter Spektrum JONSWAP

- a. Menghitung Periode Gelombang Signifikan

$$\omega_s = \frac{2\pi}{T_s}$$

- b. Menghitung Periode dan Frekuensi Puncak Gelombang

$$T_p = \sqrt{\frac{250 H_s}{g}}$$

- c. Menentukan *Peakedness Parameter*

$$\gamma = \begin{cases} 5 & \varphi \leq 3.6 \\ \exp(5.75 - 1.15\varphi) & 3.6 < \varphi < 5 \\ 1 & \varphi \geq 5 \end{cases} ; \varphi = \frac{T_p}{\sqrt{H_s}}$$

- d. Menentukan Konstanta *Generalised Phillips*

$$\alpha = \frac{5}{16} \frac{H_s^2 \omega_p^4}{g^2} \cdot (1 - 0.287 \ln \gamma)$$

- e. Menentukan lebar spektrum

$$\sigma = \begin{cases} 0.07 & \omega \leq \omega_p \\ 0.09 & \text{lainnya} \end{cases}$$

**Tabel B.6** Parameter Spektrum JONSWAP

Parameter	Notasi	Nilai		Satuan
		1 Tahun	100 Tahun	
Tinggi gelombang signifikan	$H_s$	1.6	3.3	m
Periode gelombang signifikan	$T_s$	6	8.1	s
Frekuensi gelombang signifikan	$\omega_s$	1.05	0.78	s
Percepatan gravitasi	$g$	9.81		m/s
Periode puncak gelombang	$T_p$	6.39	9.17	s
Frekuensi puncak gelombang	$\omega_p$	0.98	0.69	rad/s
Fungsi distribusi	$\varphi$	5.048	5.048	
<i>Peakedness parameter</i>	$\gamma$	1.00	1.00	
Konstanta <i>generalised philips</i>	$\alpha$	0.00779	0.00779	

2. Transformasi Gelombang Permukaan ke Gelombang pada Elevasi Pipa

- a. Menentukan Angka Gelombang

$$k_w \cdot h = \frac{\omega^2 \cdot h}{g} \cdot \coth(k_w \cdot h)$$

- Gelombang 1 Tahun

**Tabel B.7** Angka Gelombang 1 Tahun (iterasi)

Menentukan Angka Gelombang 1 tahun								
$k_w$ asumsi	h	g	$\omega_p$	$k_{wh}$	$\tanh k_{wh}$	$\coth k_{wh}$	k	error
0.05467	12	9.81	0.98	0.65604	0.57572	1.73695	0.17143	68.10944%
0.17143	12	9.81	0.98	2.05716	0.96785	1.03322	0.10197	68.11085%
0.10197	12	9.81	0.98	1.22369	0.84074	1.18943	0.11739	13.13332%
0.11739	12	9.81	0.98	1.40870	0.88722	1.12712	0.11124	5.52824%
0.11124	12	9.81	0.98	1.33491	0.87044	1.14884	0.11339	1.89075%
0.11339	12	9.81	0.98	1.36063	0.87654	1.14085	0.11260	0.70037%
0.11260	12	9.81	0.98	1.35117	0.87433	1.14373	0.11288	0.25221%
0.11288	12	9.81	0.98	1.35458	0.87513	1.14269	0.11278	0.09176%
0.11278	12	9.81	0.98	1.35334	0.87484	1.14307	0.11282	0.03326%
0.11282	12	9.81	0.98	1.35379	0.87495	1.14293	0.11280	0.01207%
0.11280	12	9.81	0.98	1.35363	0.87491	1.14298	0.11281	0.00438%
0.11281	12	9.81	0.98	1.35369	0.87492	1.14296	0.11281	0.00159%
0.11281	12	9.81	0.98	1.35367	0.87492	1.14297	0.11281	0.00058%
0.11281	12	9.81	0.98	1.35368	0.87492	1.14296	0.11281	0.00021%
0.11281	12	9.81	0.98	1.35367	0.87492	1.14297	0.11281	0.00008%
0.11281	12	9.81	0.98	1.35367	0.87492	1.14296	0.11281	0.00003%
0.11281	12	9.81	0.98	1.35367	0.87492	1.14296	0.11281	0.00001%
0.11281	12	9.81	0.98	1.35367	0.87492	1.14296	0.11281	0.00000%

- Gelombang 100 Tahun

**Tabel B.8** Angka Gelombang 100 Tahun (iterasi)

Menentukan Angka Gelombang 100 tahun								
$k_w$ asumsi	h	g	$\omega_p$	$k_{wh}$	$\tanh k_{wh}$	$\coth k_{wh}$	k	error
0.07298	12	9.81	0.69	0.87576	0.70429	1.41987	0.06794	7.41103%
0.06794	12	9.81	0.69	0.81534	0.67252	1.48694	0.07115	4.51035%
0.07115	12	9.81	0.69	0.85385	0.69307	1.44285	0.06904	3.05578%
0.06904	12	9.81	0.69	0.82853	0.67969	1.47127	0.07040	1.93176%
0.07040	12	9.81	0.69	0.84485	0.68837	1.45271	0.06952	1.27762%
0.06952	12	9.81	0.69	0.83419	0.68272	1.46473	0.07009	0.82061%
0.07009	12	9.81	0.69	0.84109	0.68639	1.45690	0.06972	0.53721%
0.06972	12	9.81	0.69	0.83660	0.68400	1.46198	0.06996	0.34736%
0.06996	12	9.81	0.69	0.83952	0.68555	1.45868	0.06980	0.22642%
0.06980	12	9.81	0.69	0.83762	0.68455	1.46082	0.06990	0.14681%
0.06990	12	9.81	0.69	0.83885	0.68520	1.45943	0.06984	0.09552%

k <sub>w</sub> asumsi	h	g	ω <sub>p</sub>	k <sub>wh</sub>	tanh k <sub>wh</sub>	coth k <sub>wh</sub>	k	error
0.06984	12	9.81	0.69	0.83805	0.68477	1.46033	0.06988	0.06201%
0.06988	12	9.81	0.69	0.83857	0.68505	1.45975	0.06985	0.04032%
0.06985	12	9.81	0.69	0.83823	0.68487	1.46013	0.06987	0.02619%
0.06987	12	9.81	0.69	0.83845	0.68499	1.45988	0.06986	0.01702%
0.06986	12	9.81	0.69	0.83831	0.68491	1.46004	0.06987	0.01106%
0.06987	12	9.81	0.69	0.83840	0.68496	1.45994	0.06986	0.00718%
0.06986	12	9.81	0.69	0.83834	0.68493	1.46000	0.06987	0.00467%
0.06987	12	9.81	0.69	0.83838	0.68495	1.45996	0.06986	0.00303%
0.06986	12	9.81	0.69	0.83836	0.68494	1.45999	0.06986	0.00197%
0.06986	12	9.81	0.69	0.83837	0.68495	1.45997	0.06986	0.00128%
0.06986	12	9.81	0.69	0.83836	0.68494	1.45998	0.06986	0.00083%
0.06986	12	9.81	0.69	0.83837	0.68494	1.45997	0.06986	0.00054%
0.06986	12	9.81	0.69	0.83836	0.68494	1.45998	0.06986	0.00035%
0.06986	12	9.81	0.69	0.83837	0.68494	1.45998	0.06986	0.00023%
0.06986	12	9.81	0.69	0.83836	0.68494	1.45998	0.06986	0.00015%
0.06986	12	9.81	0.69	0.83837	0.68494	1.45998	0.06986	0.00010%
0.06986	12	9.81	0.69	0.83836	0.68494	1.45998	0.06986	0.00006%
0.06986	12	9.81	0.69	0.83837	0.68494	1.45998	0.06986	0.00004%
0.06986	12	9.81	0.69	0.83836	0.68494	1.45998	0.06986	0.00003%
0.06986	12	9.81	0.69	0.83837	0.68494	1.45998	0.06986	0.00002%
0.06986	12	9.81	0.69	0.83836	0.68494	1.45998	0.06986	0.00001%
0.06986	12	9.81	0.69	0.83837	0.68494	1.45998	0.06986	0.00001%
0.06986	12	9.81	0.69	0.83837	0.68494	1.45998	0.06986	0.00000%

b. Menghitung Spektrum Gelombang (JONSWAP)

Perhitungan Spektrum gelombang dilakukan dengan menggunakan persamaan berikut,

$$S_{\eta\eta}(\omega) = \alpha g^2 \omega^{-5} \exp\left(-\frac{5}{4}\left(\frac{\omega}{\omega_p}\right)^{-4}\right) \gamma^{\exp\left(-0.5\left(\frac{\omega-\omega_p}{\sigma\omega_p}\right)^2\right)}$$

$$S_{UU}(\omega) = G^2(\omega) S_{\eta\eta}(\omega)$$

$$G(\omega) = \frac{\omega \cdot \cosh(k_w \cdot (D_t + e))}{\sinh(k_w \cdot h)}$$

- Gelombang 1 Tahun

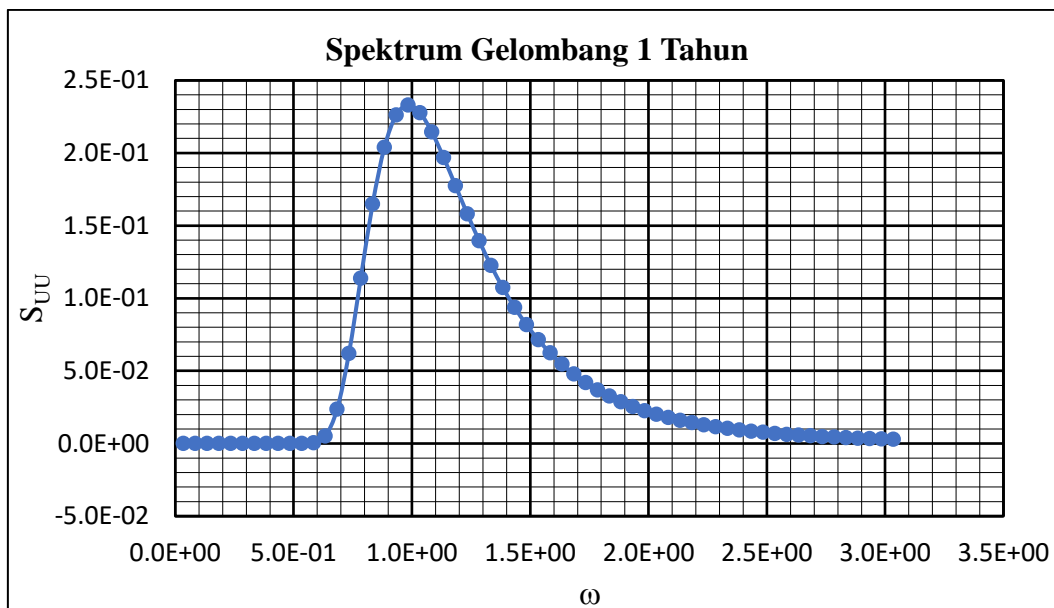
**Tabel B.9** Spektrum Gelombang 1 Tahun pada Kedalaman 12 meter

Spektrum Gelombang 1 tahun										
$\omega$	$k_w$	$\sigma$	$S_{\eta\eta}(\omega)$	$G(\omega)$	$S_{UU}$	FS	M0	M1	M2	M4
0.034	0.113	0.07	0.0000	0.0190	0.0000	1	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
0.084	0.113	0.07	0.0000	0.0469	0.0000	4	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
0.134	0.113	0.07	0.0000	0.0748	0.0000	2	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
0.184	0.113	0.07	0.0000	0.1028	0.0000	4	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
0.234	0.113	0.07	0.0000	0.1307	0.0000	2	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
0.284	0.113	0.07	0.0000	0.1586	0.0000	4	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
0.334	0.113	0.07	0.0000	0.1866	0.0000	2	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
0.384	0.113	0.07	0.0000	0.2145	0.0000	4	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
0.434	0.113	0.07	0.0000	0.2424	0.0000	2	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
0.484	0.113	0.07	0.0000	0.2704	0.0000	4	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
0.534	0.113	0.07	0.0000	0.2983	0.0000	2	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
0.584	0.113	0.07	0.0005	0.3262	0.0000	4	0.0002	0.0001	0.0001	0.0000
0.634	0.113	0.07	0.0052	0.3541	0.0006	2	0.0013	0.0008	0.0005	0.0002
0.684	0.113	0.07	0.0237	0.3821	0.0035	4	0.0138	0.0095	0.0065	0.0030
0.734	0.113	0.07	0.0621	0.4100	0.0104	2	0.0209	0.0153	0.0112	0.0061
0.784	0.113	0.07	0.1139	0.4379	0.0218	4	0.0873	0.0685	0.0537	0.0330
0.834	0.113	0.07	0.1649	0.4659	0.0358	2	0.0716	0.0597	0.0498	0.0346
0.884	0.113	0.07	0.2039	0.4938	0.0497	4	0.1989	0.1758	0.1554	0.1214
0.934	0.113	0.07	0.2262	0.5217	0.0616	2	0.1232	0.1150	0.1074	0.0937
0.984	0.113	0.07	0.2329	0.5497	0.0704	4	0.2815	0.2770	0.2725	0.2639
1.034	0.113	0.09	0.2276	0.5776	0.0759	2	0.1519	0.1570	0.1624	0.1736
1.084	0.113	0.09	0.2145	0.6055	0.0786	4	0.3145	0.3409	0.3696	0.4342
1.134	0.113	0.09	0.1969	0.6334	0.0790	2	0.1580	0.1792	0.2032	0.2613
1.184	0.113	0.09	0.1776	0.6614	0.0777	4	0.3107	0.3678	0.4355	0.6105
1.234	0.113	0.09	0.1581	0.6893	0.0751	2	0.1503	0.1854	0.2288	0.3484
1.284	0.113	0.09	0.1396	0.7172	0.0718	4	0.2873	0.3689	0.4737	0.7809
1.334	0.113	0.09	0.1226	0.7452	0.0681	2	0.1362	0.1817	0.2423	0.4312
1.384	0.113	0.09	0.1073	0.7731	0.0641	4	0.2566	0.3551	0.4914	0.9413
1.434	0.113	0.09	0.0937	0.8010	0.0602	2	0.1203	0.1725	0.2474	0.5087
1.484	0.113	0.09	0.0818	0.8290	0.0562	4	0.2249	0.3338	0.4954	1.0909
1.534	0.113	0.09	0.0715	0.8569	0.0525	2	0.1049	0.1610	0.2469	0.5810
1.584	0.113	0.09	0.0624	0.8848	0.0489	4	0.1955	0.3097	0.4906	1.2308
1.634	0.113	0.09	0.0546	0.9127	0.0455	2	0.0910	0.1487	0.2430	0.6488
1.684	0.113	0.09	0.0479	0.9407	0.0424	4	0.1694	0.2853	0.4805	1.3625



$\omega$	$k_w$	$\sigma$	$S_{\eta\eta}(\omega)$	$G(\omega)$	$S_{UU}$	FS	M0	M1	M2	M4
1.734	0.113	0.09	0.0420	0.9686	0.0394	2	0.0789	0.1367	0.2371	0.7129
1.784	0.113	0.09	0.0370	0.9965	0.0367	4	0.1469	0.2620	0.4674	1.4874
1.834	0.113	0.09	0.0326	1.0245	0.0342	2	0.0684	0.1255	0.2301	0.7739
1.884	0.113	0.09	0.0288	1.0524	0.0319	4	0.1275	0.2403	0.4527	1.6069
1.934	0.113	0.09	0.0255	1.0803	0.0298	2	0.0595	0.1151	0.2226	0.8324
1.984	0.113	0.09	0.0226	1.1083	0.0278	4	0.1111	0.2205	0.4374	1.7218
2.034	0.113	0.09	0.0201	1.1362	0.0260	2	0.0519	0.1056	0.2149	0.8890
2.084	0.113	0.09	0.0179	1.1641	0.0243	4	0.0972	0.2025	0.4221	1.8332
2.134	0.113	0.09	0.0160	1.1920	0.0228	2	0.0455	0.0971	0.2073	0.9439
2.184	0.113	0.09	0.0143	1.2200	0.0213	4	0.0853	0.1864	0.4071	1.9417
2.234	0.113	0.09	0.0129	1.2479	0.0200	2	0.0400	0.0895	0.1999	0.9975
2.284	0.113	0.09	0.0116	1.2758	0.0188	4	0.0753	0.1719	0.3926	2.0478
2.334	0.113	0.09	0.0104	1.3038	0.0177	2	0.0354	0.0826	0.1928	1.0501
2.384	0.113	0.09	0.0094	1.3317	0.0167	4	0.0666	0.1588	0.3787	2.1520
2.434	0.113	0.09	0.0085	1.3596	0.0157	2	0.0314	0.0764	0.1860	1.1017
2.484	0.113	0.09	0.0077	1.3876	0.0148	4	0.0592	0.1471	0.3654	2.2546
2.534	0.113	0.09	0.0070	1.4155	0.0140	2	0.0280	0.0708	0.1795	1.1527
2.584	0.113	0.09	0.0063	1.4434	0.0132	4	0.0528	0.1366	0.3529	2.3560
2.634	0.113	0.09	0.0058	1.4714	0.0125	2	0.0250	0.0658	0.1734	1.2031
2.684	0.113	0.09	0.0053	1.4993	0.0118	4	0.0473	0.1270	0.3410	2.4562
2.734	0.113	0.09	0.0048	1.5272	0.0112	2	0.0224	0.0613	0.1676	1.2530
2.784	0.113	0.09	0.0044	1.5551	0.0106	4	0.0425	0.1184	0.3297	2.5556
2.834	0.113	0.09	0.0040	1.5831	0.0101	2	0.0202	0.0572	0.1622	1.3025
2.884	0.113	0.09	0.0037	1.6110	0.0096	4	0.0384	0.1107	0.3191	2.6542
2.934	0.113	0.09	0.0034	1.6389	0.0091	2	0.0182	0.0535	0.1570	1.3516
2.984	0.113	0.09	0.0031	1.6669	0.0087	4	0.0347	0.1036	0.3091	2.7522
3.034	0.113	0.09	0.0029	1.6948	0.0083	1	0.0083	0.0251	0.0761	0.7002
$\Sigma$							4.9883	7.6169	13.0492	52.0442

$$\begin{aligned}
M0 &= 1/3 \times \Delta\omega \times \Sigma M0 \\
&= 0.08314 \\
M1 &= 1/3 \times \Delta\omega \times \Sigma M1 \\
&= 0.12695 \\
M2 &= 1/3 \times \Delta\omega \times \Sigma M2 \\
&= 0.21749 \\
M4 &= 1/3 \times \Delta\omega \times \Sigma M4 \\
&= 0.86740
\end{aligned}$$



**Gambar B.1** Spektrum Gelombang 1 Tahun

- Gelombang 100 Tahun

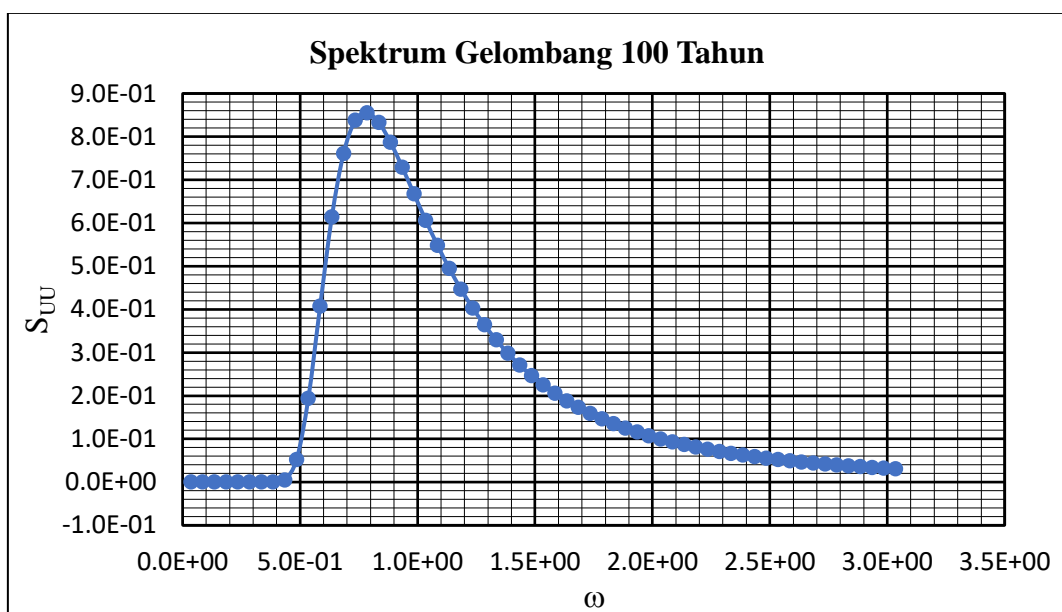
**Tabel B.10** Spektrum Gelombang 100 Tahun pada Kedalaman 12 meter

Spektrum Gelombang 100 tahun										
$\omega$	$k_w$	$\sigma$	$S_{\eta\eta}(\omega)$	$G(\omega)$	$S_{UU}$	FS	M0	M1	M2	M4
0.035	0.070	0.07	0.0000	0.0375	0.0000	1	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
0.085	0.070	0.07	0.0000	0.0909	0.0000	4	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
0.135	0.070	0.07	0.0000	0.1443	0.0000	2	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
0.185	0.070	0.07	0.0000	0.1976	0.0000	4	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
0.235	0.070	0.07	0.0000	0.2510	0.0000	2	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
0.285	0.070	0.07	0.0000	0.3044	0.0000	4	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
0.335	0.070	0.07	0.0000	0.3578	0.0000	2	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
0.385	0.070	0.07	0.0003	0.4111	0.0001	4	0.0002	0.0001	0.0000	0.0000
0.435	0.070	0.07	0.0222	0.4645	0.0048	2	0.0096	0.0042	0.0018	0.0003
0.485	0.070	0.07	0.1933	0.5179	0.0518	4	0.2074	0.1006	0.0488	0.0115
0.535	0.070	0.07	0.5944	0.5713	0.1940	2	0.3879	0.2076	0.1111	0.0318
0.585	0.070	0.07	1.0430	0.6246	0.4070	4	1.6279	0.9525	0.5574	0.1909
0.635	0.070	0.07	1.3352	0.6780	0.6138	2	1.2277	0.7797	0.4953	0.1998
0.685	0.070	0.07	1.4231	0.7314	0.7612	4	3.0450	2.0863	1.4294	0.6710
0.735	0.070	0.07	1.3601	0.7848	0.8376	2	1.6752	1.2316	0.9054	0.4893
0.785	0.070	0.07	1.2175	0.8381	0.8553	4	3.4210	2.6860	2.1090	1.3001
0.835	0.070	0.07	1.0478	0.8915	0.8328	2	1.6656	1.3910	1.1617	0.8103
0.885	0.070	0.07	0.8812	0.9449	0.7867	4	3.1469	2.7855	2.4656	1.9318

$\omega$	$k_w$	$\sigma$	$S_{\eta\eta}(\omega)$	$G(\omega)$	$S_{UU}$	FS	M0	M1	M2	M4
0.935	0.070	0.07	0.7315	0.9983	0.7289	2	1.4578	1.3633	1.2749	1.1149
0.985	0.070	0.09	0.6033	1.0516	0.6672	4	2.6687	2.6291	2.5900	2.5137
1.035	0.070	0.09	0.4964	1.1050	0.6061	2	1.2122	1.2548	1.2989	1.3919
1.085	0.070	0.09	0.4086	1.1584	0.5483	4	2.1932	2.3799	2.5826	3.0411
1.135	0.070	0.09	0.3371	1.2118	0.4949	2	0.9899	1.1236	1.2755	1.6436
1.185	0.070	0.09	0.2789	1.2651	0.4465	4	1.7859	2.1166	2.5084	3.5233
1.235	0.070	0.09	0.2318	1.3185	0.4029	2	0.8058	0.9953	1.2293	1.8755
1.285	0.070	0.09	0.1934	1.3719	0.3639	4	1.4558	1.8709	2.4044	3.9711
1.335	0.070	0.09	0.1621	1.4253	0.3292	2	0.6585	0.8792	1.1738	2.0925
1.385	0.070	0.09	0.1365	1.4786	0.2984	4	1.1935	1.6532	2.2899	4.3935
1.435	0.070	0.09	0.1154	1.5320	0.2709	2	0.5419	0.7777	1.1161	2.2987
1.485	0.070	0.09	0.0981	1.5854	0.2465	4	0.9861	1.4645	2.1750	4.7973
1.535	0.070	0.09	0.0837	1.6388	0.2248	2	0.4496	0.6901	1.0595	2.4969
1.585	0.070	0.09	0.0717	1.6921	0.2054	4	0.8216	1.3023	2.0644	5.1873
1.635	0.070	0.09	0.0617	1.7455	0.1881	2	0.3762	0.6151	1.0058	2.6891
1.685	0.070	0.09	0.0533	1.7989	0.1726	4	0.6903	1.1633	1.9604	5.5670
1.735	0.070	0.09	0.0463	1.8523	0.1587	2	0.3174	0.5507	0.9555	2.8769
1.785	0.070	0.09	0.0403	1.9056	0.1462	4	0.5848	1.0440	1.8636	5.9390
1.835	0.070	0.09	0.0352	1.9590	0.1350	2	0.2699	0.4953	0.9090	3.0613
1.885	0.070	0.09	0.0308	2.0124	0.1248	4	0.4992	0.9411	1.7742	6.3051
1.935	0.070	0.09	0.0271	2.0658	0.1156	2	0.2313	0.4475	0.8660	3.2432
1.985	0.070	0.09	0.0239	2.1191	0.1073	4	0.4293	0.8522	1.6917	6.6666
2.035	0.070	0.09	0.0211	2.1725	0.0998	2	0.1995	0.4061	0.8264	3.4230
2.085	0.070	0.09	0.0188	2.2259	0.0929	4	0.3716	0.7748	1.6157	7.0247
2.135	0.070	0.09	0.0167	2.2793	0.0866	2	0.1733	0.3700	0.7900	3.6013
2.185	0.070	0.09	0.0149	2.3326	0.0809	4	0.3237	0.7073	1.5456	7.3799
2.235	0.070	0.09	0.0133	2.3860	0.0757	2	0.1514	0.3384	0.7563	3.7783
2.285	0.070	0.09	0.0119	2.4394	0.0709	4	0.2836	0.6480	1.4809	7.7329
2.335	0.070	0.09	0.0107	2.4928	0.0665	2	0.1330	0.3106	0.7252	3.9544
2.385	0.070	0.09	0.0096	2.5461	0.0624	4	0.2498	0.5958	1.4210	8.0842
2.435	0.070	0.09	0.0087	2.5995	0.0587	2	0.1174	0.2860	0.6964	4.1296
2.485	0.070	0.09	0.0079	2.6529	0.0553	4	0.2211	0.5495	1.3656	8.4340
2.535	0.070	0.09	0.0071	2.7063	0.0521	2	0.1042	0.2642	0.6697	4.3042
2.585	0.070	0.09	0.0065	2.7596	0.0492	4	0.1966	0.5084	1.3142	8.7826
2.635	0.070	0.09	0.0059	2.8130	0.0464	2	0.0929	0.2447	0.6449	4.4783
2.685	0.070	0.09	0.0053	2.8664	0.0439	4	0.1756	0.4716	1.2663	9.1303
2.735	0.070	0.09	0.0049	2.9197	0.0416	2	0.0831	0.2273	0.6218	4.6519
2.785	0.070	0.09	0.0045	2.9731	0.0394	4	0.1575	0.4387	1.2217	9.4771
2.835	0.070	0.09	0.0041	3.0265	0.0373	2	0.0747	0.2117	0.6003	4.8251

$\omega$	$k_w$	$\sigma$	$S_{\eta\eta}(\omega)$	$G(\omega)$	$S_{UU}$	FS	M0	M1	M2	M4
2.885	0.070	0.09	0.0037	3.0799	0.0354	4	0.1418	0.4090	1.1801	9.8233
2.935	0.070	0.09	0.0034	3.1332	0.0337	2	0.0673	0.1977	0.5802	4.9981
2.985	0.070	0.09	0.0032	3.1866	0.0320	4	0.1281	0.3823	1.1411	10.1689
3.035	0.070	0.09	0.0029	3.2400	0.0305	1	0.0305	0.0925	0.2807	2.5854
$\Sigma$							40.5097	47.2693	66.0985	213.0938

$$\begin{aligned}
 M0 &= 1/3 \times \Delta\omega \times \Sigma M0 \\
 &= 0.67516 \\
 M1 &= 1/3 \times \Delta\omega \times \Sigma M1 \\
 &= 0.78782 \\
 M2 &= 1/3 \times \Delta\omega \times \Sigma M2 \\
 &= 1.10164 \\
 M4 &= 1/3 \times \Delta\omega \times \Sigma M4 \\
 &= 3.55156
 \end{aligned}$$



**Gambar B.2** Spektrum Gelombang 100 Tahun

**Tabel B.11** Hasil Momen Spektrum

Momen Spektrum	Nilai	
	1 tahun	100 tahun
M0	0.08314	0.67516
M1	0.12695	0.78782
M2	0.21749	1.10164
M4	0.86740	3.55156

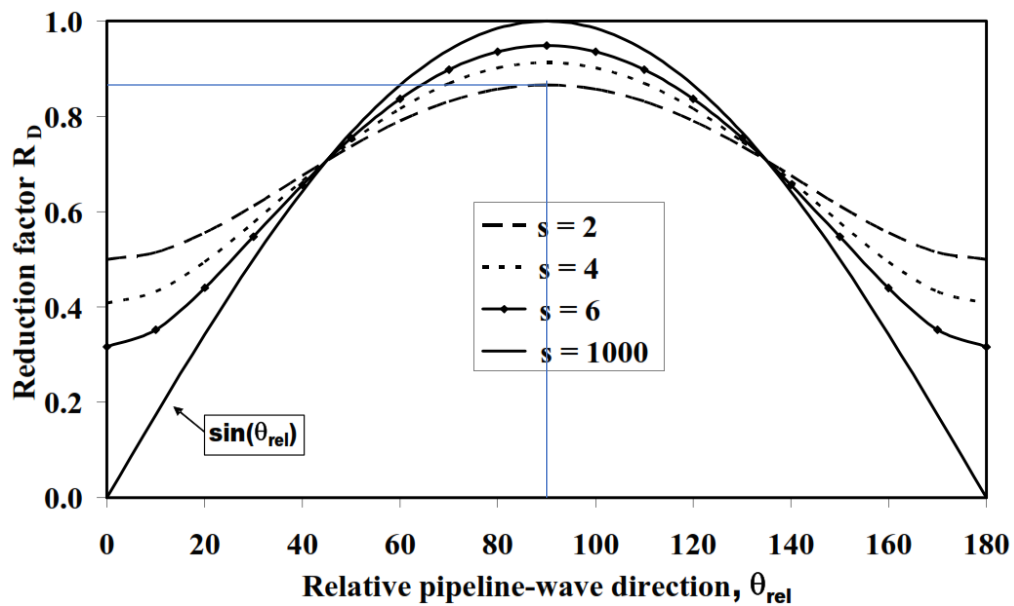
- c. Perhitungan Kecepatan Arus Akibat Gelombang pada Elevasi Pipa  
Kecepatan arus ini dapat diperoleh menggunakan persamaan di bawah,

$$U_s = 2\sqrt{M_0}$$

$$U_w = U_s \cdot R_D$$

- Menentukan  $R_D$

$R_D$  ditentukan dengan menggunakan gambar B.3 dengan menentukan sudut datang gelombang dan nilai *spreading parameter* ( $s$ ).



**Gambar B.3** Grafik Reduction Factor

**Tabel B.12** Hasil Kecepatan Arus Akibat Gelombang

Parameter	Notasi	Nilai		Satuan
		1 Tahun	100 Tahun	
Kecepatan arus signifikan pada elevasi pipa	$U_s$	0.58	1.64	m/s
<i>Mean zero up-crossing period</i>	$T_u$	3.88	4.92	s
<i>Reduction factor</i>	$R_D$	0.85		-
Kecepatan arus signifikan normal pada pipa	$U_w$	0.49	1.40	m/s

*(Halaman ini sengaja dikosongkan)*

## LAMPIRAN C

### PERHITUNGAN PARAMETER *VORTEX INDUCED VIBRATION*

#### C.1 Parameter Awal

Diketahui :

**Tabel C.1** Parameter Awal

Parameter	Notasi	Nilai		Satuan
		1 Tahun	100 Tahun	
Kecepatan Arus <i>Steady</i> pada Elevasi Pipa	$U_c$	0.57	0.60	m/s
Kecepatan Arus Signifikan Normal pada Pipa	$U_w$	0.49	1.40	m/s
Densitas Air Laut	$\rho_w$	1025		kg/m <sup>3</sup>
<i>Stability parameter safety factor</i>	$\gamma_k$	1.3		-
<i>Soil damping</i>	$\zeta_{soil}$	0.01		-
<i>Hidrodynamic damping</i>	$\zeta_h$	0.00		-
<i>Structural damping</i>	$\zeta_{str}$	0.025		-
Massa efektif pipa	$m_e$	112.211		kg/m
Diameter total pipa	$D_t$	0.202		m
Frekuensi gelombang signifikan	$\omega_s$	1.05	0.78	rad/s
Viskositas kenematik air laut	$\nu_k$	0.00000092		m <sup>2</sup> /s

**Tabel C.2** Parameter Awal (lanjutan)

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
Rasio <i>gap</i> dengan <i>seabed</i>	$e/D_t$	4.943	-
<i>In-line onset safety factor</i>	$\gamma_{on,IL}$	1.1	-
<i>In-line onset safety factor</i>	$\gamma_{on,CF}$	1.2	-

#### C.2 Menghitung Parameter VIV

- a. Menghitung bilangan *keulegan carpenter* (KC)

$$KC = \frac{U_w}{f_w D}$$

$$KC = 2.314 \text{ (1 tahun)}; 8.901 \text{ (100 tahun)}$$

- b. Menghitung *current flow ratio* ( $\alpha$ )

$$\alpha = \frac{U_{c,100 \text{ tahun}}}{U_{c,100 \text{ tahun}} + U_{w,1 \text{ tahun}}}$$

$$\alpha = 0.549$$

c. Menghitung *stability parameter* ( $K_{sd}$ )

$$K_s = \frac{4\pi m_e \zeta_T}{\rho_w \cdot D_t^2}$$

$$K_s = 1.177$$

$$K_{sd} = \frac{K_s}{\gamma_k}$$

$$K_{sd} = 0.905$$

d. Menghitung *reduced velocity*

- *In-line onset value* ( $V_{R,onset}^{IL}$ )

$$V_{R,onset}^{IL} = \begin{cases} \left( \frac{1.0}{\gamma_{on,IL}} \right) & \text{untuk } K_{sd} < 0.4 \\ \left( \frac{0.6 + K_{sd}}{\gamma_{on,IL}} \right) & \text{untuk } 0.4 < K_{sd} < 1.6 \\ \left( \frac{2.2}{\gamma_{on,IL}} \right) & \text{untuk } K_{sd} > 1.6 \end{cases}$$

$$V_{R,onset}^{IL} = 1.368$$

- *Cross-flow onset value* ( $V_{R,onset}^{CF}$ )

1. Menghitung faktor koreksi untuk *cross flow* dekat *seabed*

$$\psi_{proxi,onset} = \begin{cases} \frac{1}{5} \left( 4 + 1.25 \frac{e}{D_t} \right) & \text{untuk } e/D_t < 0.8 \\ 1 & \text{untuk lainnya} \end{cases}$$

$$\psi_{proxi,onset} = 1$$

2. Menghitung *Reduction factor* untuk *cross flow* karena pengaruh *trench*

$$\psi_{trench,onset} = 1 \text{ (tanpa trench)}$$

3. Menghitung *Cross-flow Response Model*

$$V_{R,onset}^{CF} = \left( \frac{3 \cdot \psi_{proxi,onset} \cdot \psi_{trench,onset}}{\gamma_{on,CF}} \right)$$

$$V_{R,onset}^{CF} = 2.5$$



**Tabel C.3** Parameter VIV

Parameter	Notasi	Nilai		Satuan
		1 Tahun	100 Tahun	
Bilangan <i>keulegan carpenter</i>	KC	2.314	8.901	-
<i>current flow ratio</i>	$\alpha$	0.549		-
<i>Stability parameter</i>	$K_{sd}$	0.905		-

**Tabel C.4** Parameter VIV (*Reduced Velocity*)

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
<i>Reduced velocity, in-line onset value</i>	$V_{R_{onset}}^{IL}$	1.368	-
<i>Reduced velocity, in-line onset value</i>	$V_{R_{onset}}^{CF}$	2.5	-

*(Halaman ini sengaja dikosongkan)*

## LAMPIRAN D

### GAYA HIDRODINAMIS

#### D.1 Gaya Drag

a. Parameter koefisien *drag*

Diketahui :

**Tabel D.1** Parameter Awal Koefisien *Drag*

Parameter	Notasi	Nilai		Satuan
		1 Tahun	100 Tahun	
Diameter total pipa	$D_t$	0.202		m
Frekuensi gelombang signifikan	$\omega_s$	1.05	0.78	rad/s
Bilangan <i>keulegan carpenter</i>	KC	2.314	8.901	-
<i>Current flow ratio</i>	$\alpha$	0.549		-
Rasio gap dengan seabed	$e/D_t$	4.943		-
<i>Reduced velocity, in-line onset value</i>	$V_{R^{IL}}^{\text{onset}}$	1.368		-

b. Menentukan koefisien *drag* dasar untuk aliran *steady*

$$C_D^0 \left( \frac{k}{D_t} \right) \begin{cases} 0.65 & ; \left( \frac{k}{D_t} \right) < 10^{-4} \text{ (smooth)} \\ 0.65 \left( \frac{29}{13} + \frac{4}{13} \log_{10} \left( \frac{k}{D_t} \right) \right) & ; 10^{-4} < \left( \frac{k}{D_t} \right) < 10^{-2} \\ 1.05 & ; \left( \frac{k}{D_t} \right) < 10^{-2} \text{ (rough)} \end{cases}$$

**Tabel D.2** Kekasaran Permukaan Pipa

Pipe Surface	$k$ (metres)
Steel, surface	$10^{-6}$
Steel, un-coated	$10^{-5}$
Concrete	1/300
Marine Growth	1/200 $\rightarrow$ 1/20

$$\left( \frac{k}{D_t} \right) = 0.016$$

$$C_D^0 \left( \frac{k}{D_t} \right) = 1.05$$

c. Menentukan faktor koreksi untuk aliran *unsteady*

$$\psi_{KC,\alpha}^{CD} = \begin{cases} 0.85 + \frac{6}{KC} - \frac{\alpha}{2} & \alpha \leq 0.5 \\ 0.6 + \frac{6}{KC} & \alpha > 0.5 \end{cases} \quad 5 < KC < 40$$

$$\psi_{KC,\alpha}^{CD} = 1.27$$

d. Menentukan faktor koreksi perkiraan kondisi dasar laut

$$\psi_{proxi}^{CD} = \begin{cases} 0.9 + \frac{0.5}{\left(1 + 5 \cdot \frac{e}{D_t}\right)} - \frac{\alpha}{2} & \text{untuk } \frac{e}{D_t} < 0.8 \\ 1 & \text{lainnya} \end{cases}$$

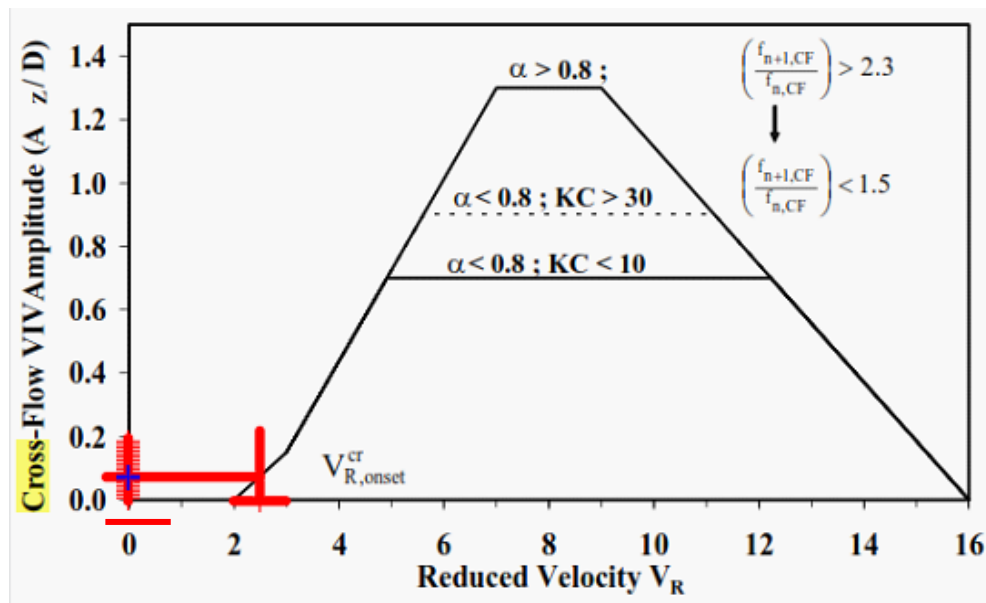
$$\psi_{proxi}^{CD} = 1$$

e. Menentukan faktor koreksi akibat pengaruh *trench*

$$\psi_{trench}^{CD} = 1 \text{ (tanpa } trench)$$

f. Menentukan faktor amplifikasi akibat getaran *cross-flow*

$$\psi_{VIV}^{CD} = 1 + 1.043 \left( \sqrt{2} \frac{A_z}{D_t} \right)^{0.65}$$



$$A_z/D_t = 0.077$$

$$\psi_{VIV}^{CD} = 1.25$$

g. Menghitung koefisien *drag*

$$C_D = C_D^0 \left( \frac{k}{D_+} \right) \cdot \psi_{KC,\alpha}^{CD} \cdot \psi_{proxi}^{CD} \cdot \psi_{trench}^{CD} \cdot \psi_{VIV}^{CD}$$

$$C_D = 1.67$$

h. Menghitung gaya *drag*

Diketahui :

**Tabel D.3** Parameter Perhitungan Gaya *Drag*

Parameter	Notasi	Periode Ulang	Satuan
		100 Tahun	
Densitas Air Laut	$\rho_w$	1025	kg/m <sup>3</sup>
Diameter Total Pipa	$D_t$	0.2023	m
Koefisien <i>Drag</i>	$C_D$	1.67	-
Kecepatan Arus Total	$U_{tot}$	1.99	m/s

$$F_D = \frac{1}{2} \rho_w \cdot D_t \cdot C_D \cdot (U_w + U_c)^2$$

**Tabel D.4** Gaya *Drag*

Parameter	Notasi	Nilai		Satuan
		1 Tahun	100 Tahun	
Gaya <i>Drag</i>	$F_D$	193.03	686.66	N/m

*(Halaman ini sengaja dikosongkan)*

**LAMPIRAN E**  
**PERHITUNGAN *DYNAMIC SOIL STIFFNESS* DAN *CONCRETE***  
***STIFFNESS FACTOR***

**E.1 Perhitungan *Dynamic Soil Stiffness***

Diketahui :

**Tabel E.1** Parameter Perhitungan *Dynamic Soil Stiffness*

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
Jenis Tanah	-	<i>Very Soft Clay</i>	-
<i>Poisson ratio</i> tanah vertikal	$v_{soil,V}$	0.45	-
<i>Poisson ratio</i> tanah horizontal	$v_{soil,L}$	0.45	-
Massa pipa di udara	-	79.26	kg/m
Massa air yang dipindahkan	$m_{disp}$	32.95	kg/m
Diameter total pipa	$D_t$	0.202	m

**Tabel E.2** Koefisien *Dynamic Soil Stiffness* untuk Tanah Jenis *Clay*

<i>Clay type</i>	$C_V$ ( $kN/m^{5/2}$ )	$C_L$ ( $kN/m^{5/2}$ )	$K_{V,S}$ ( $kN/m/m$ )
Very soft	600	500	50-100
Soft	1400	1200	160-260
Firm	3000	2600	500-800
Stiff	4500	3900	1000-1600
Very stiff	11000	9500	2000-3000
Hard	12000	10500	2600-4200

- a. Menghitung rasio massa spesifik

$$\frac{\rho_s}{\rho} = \frac{\text{Massa pipa di udara}}{m_{disp}}$$

$$\frac{\rho_s}{\rho} = 2.52$$

- b. Menghitung *Dynamic Soil Stiffness* Vertikal

$$K_v = \frac{C_v}{1 - v_{soil}} \left( \frac{2}{3} \frac{\rho_s}{\rho} + \frac{1}{3} \right) \sqrt{D_o}$$

- c. Menghitung *Dynamic Soil Stiffness* Horizontal

$$K_L = C_L (1 + v_{soil}) \left( \frac{2}{3} \frac{\rho_s}{\rho} + \frac{1}{3} \right) \sqrt{D_o}$$

**Tabel E.3** *Dynamic Soil Stiffness*

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
Rasio massa spesifik	$\rho_s/\rho$	2.52	-
<i>Dynamic soil stiffness</i> vertikal	$K_v$	714.49	kN/m <sup>2</sup>
<i>Dynamic soil stiffness</i> horizontal	$K_L$	474.84	kN/m <sup>2</sup>

## E.2 Perhitungan CSF

Diketahui :

**Tabel E.4** Parameter Perhitungan CSF

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
Konstanta empiris ( <i>asphalt</i> )	$k_c$	0.33	-
Momen inersia pipa baja	$I_{st}$	2.815E-06	m <sup>4</sup>
Momen inersia selimut beton	$I_{conc}$	9.320E-05	m <sup>4</sup>
<i>Young's modulus</i> pipa baja	$E_{st}$	207000	MPa
Kekuatan material selimut beton	$f_{cn}$	40-45	MPa

- a. Menghitung *Young's Modulus* Selimut Beton

$$E_{conc} = 10000 \cdot f_{cn}^{0.3}$$

$$E_{conc} = 31330.24 \text{ Pa}$$

- b. Menghitung CSF

$$CSF = k_c \left( \frac{EI_{conc}}{EI_{steel}} \right)^{0.75}$$

$$CSF = 1.105$$



## LAMPIRAN F

### PERHITUNGAN PANJANG EFEKTIF BENTANGAN BEBAS

#### F.1 Perhitungan Parameter $\beta$

Diketahui :

**Tabel F.1** Parameter Perhitungan  $\beta$

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
<i>Dynamic soil stiffness</i> vertikal	$K_v$	714492.56	N/m <sup>2</sup>
<i>Dynamic soil stiffness</i> horizontal	$K_L$	474839.85	N/m <sup>2</sup>
<i>Concrete Stiffness Factor</i>	CSF	1.105	-
momen inersia pipa baja	$I_{st}$	9.320E-05	m <sup>4</sup>
<i>Young's modulus</i> pipa baja	$E_{st}$	2.07E+11	Pa

$$\beta = \log_{10} \left( \frac{K \cdot L^4}{(1 + CSF)E_{st} \cdot I_{st}} \right)$$

Hasil parameter  $\beta$  parameter dijelaskan dalam tabel F.2.

#### F.2 Perhitungan Panjang Efektif Bentangan Bebas Pipa

$$\frac{L_{eff}}{L} = \begin{cases} \frac{4.73}{-0.066\beta^2 + 1.02\beta + 0.63} & \text{untuk } \beta \geq 2.7 \\ \frac{4.73}{0.036\beta^2 + 0.61\beta + 1.0} & \text{untuk } \beta < 2.7 \end{cases}$$

**Tabel F.2** Hasil Perhitungan Parameter  $\beta$  dan Panjang Efektif Bentangan Bebas

Pipa untuk Arah *Cross-flow* dan *In-line*

Cross-Flow				In-Line			
L m	$\beta$	$L_{eff}/L$	$L_{eff}$ m	L m	$\beta$	$L_{eff}/L$	$L_{eff}$ m
1	-1.755	-3.470	-3.470	1	-1.932	-2.980	-2.980
2	-0.551	97.707	195.414	2	-0.728	-32.054	-64.108
3	0.154	6.023	18.069	3	-0.024	7.807	23.422
4	0.654	3.729	14.916	4	0.476	4.297	17.190
5	1.041	2.919	14.595	5	0.864	3.236	16.179
6	1.358	2.498	14.989	6	1.180	2.715	16.291
7	1.626	2.238	15.664	7	1.448	2.402	16.817
8	1.858	2.059	16.473	8	1.680	2.192	17.539
9	2.062	1.928	17.355	9	1.885	2.041	18.365

Cross-Flow				In-Line			
L m	$\beta$	$L_{eff}/L$	L m	L m	$\beta$	$L_{eff}/L$	L m
10	2.245	1.828	18.280	10	2.068	1.925	19.251
11	2.411	1.748	19.231	11	2.233	1.834	20.175
12	2.562	1.683	20.199	12	2.385	1.760	21.124
13	2.701	1.625	21.128	13	2.524	1.699	22.089
14	2.830	1.569	21.967	14	2.652	1.647	23.064
15	2.950	1.520	22.795	15	2.772	1.594	23.907
16	3.062	1.476	23.612	16	2.884	1.546	24.741
17	3.167	1.436	24.418	17	2.990	1.504	25.564
18	3.266	1.401	25.215	18	3.089	1.465	26.377
19	3.360	1.369	26.002	19	3.183	1.431	27.182
20	3.449	1.339	26.780	20	3.272	1.399	27.977
21	3.534	1.312	27.550	21	3.357	1.370	28.764
22	3.615	1.287	28.311	22	3.438	1.343	29.543
23	3.692	1.264	29.065	23	3.515	1.318	30.314
24	3.766	1.242	29.811	24	3.589	1.295	31.078
25	3.837	1.222	30.550	25	3.660	1.273	31.835

**LAMPIRAN G**

**PENENTUAN *BOUNDARY CONDITION* DAN PERHITUNGAN  
EFFECTIVE AXIAL FORCE, CRITICAL BUCKLING LOAD, STATIC  
DEFLECTION**

**G.1 *Boundary Condition***

Kondisi batas yang digunakan dalam analisis bentangan bebas pada tugas akhir ini adalah *pinned-pinned boundary condition*.

	Pinned-Pinned <sup>2)</sup>	Fixed-Fixed <sup>3)</sup>	Single span on seabed
C <sub>1</sub>	1.57	3.56	3.56
C <sub>2</sub>	1.0	4.0	4.0
C <sub>3</sub>	0.8 <sup>1)</sup>	0.2 <sup>1)</sup>	0.4 <sup>1)</sup>
C <sub>4</sub>	4.93	14.1	Shoulder: $14.1(L/L_{eff})^2$ Mid-span: 8.6
C <sub>5</sub>	1/8	1/12	Shoulder: <sup>4)</sup> $\frac{1}{18(L_{eff}/L)^2 - 6}$ Mid-span: 1/24
C <sub>6</sub>	5/384	1/384	1/384
1) Note that C <sub>3</sub> = 0 is normally assumed for in-line if the steady current is not accounted for. 2) For pinned-pinned boundary condition L <sub>eff</sub> is to be replaced by L in the above expressions also for P <sub>cr</sub> . 3) For fixed-fixed boundary conditions, L <sub>eff</sub> /L = 1 per definition. 4) C <sub>5</sub> shall be calculated using the static soil stiffness in the L <sub>eff</sub> /L calculation.			

**G.2 Perbedaan Tekanan**

Diketahui :

**Tabel G.1 Perhitungan Perbedaan Tekanan**

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
Densitas air laut	$\rho_w$	1025	kg/m <sup>3</sup>
Kedalaman laut	h	12	m
Percepatan gravitasi	g	9.81	m/s <sup>2</sup>
Tekanan internal desain	P <sub>i</sub>	6274000	Pa

1. Menghitung tekanan luar

$$P_e = \rho_w g h$$

$$P_e = 120663 \text{ Pa}$$

2. Menghitung perbedaan tekanan

$$\Delta P = P_i - P_e$$

$$\Delta P = 6153337 \text{ Pa}$$

### G.3 Effective Axial Force

Diketahui :

**Tabel G.2** Parameter Perhitungan *Effective Axial Force*

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
Perbedaan tekanan	$\Delta P$	6153337	Pa
<i>Poisson's ratio</i> baja	$\nu_{st}$	0.3	-
Diameter dalam pipa	$D_i$	0.103	m
Luas penampang internal pipa baja	$A_i$	8.361E-03	m <sup>2</sup>
Luas penampang pipa baja	$A_{st}$	1.899E-03	m <sup>2</sup>
Koefisien <i>thermal expansion</i>	$\alpha_e$	1.170E-05	/ <sup>0</sup> C
Temperatur operasi	$T_1$	50.7	<sup>0</sup> C
Temperatur air laut	$T_0$	25	<sup>0</sup> C
<i>Young's modulus</i> pipa baja	$E_{st}$	2.07E+11	Pa

$$S_{eff} = H_{eff} - (1 - 2 \cdot \nu) \cdot \Delta P \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_i)^2 - \alpha_e \cdot \Delta T \cdot A_{st}$$

$$S_{eff} = -1.388 \times 10^5 \text{ N}$$

### G.4 Critical Buckling Load

Diketahui :

**Tabel G.3** Parameter Perhitungan *Critical Buckling Load*

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
<i>Concrete stiffness factor</i>	CSF	1.105	-
<i>Young's modulus</i> pipa baja	$E_{st}$	2.07E+11	Pa
Momen inersia pipa baja	$I_{st}$	9.320E-05	m <sup>4</sup>
<i>Boundary condition</i>	$C_2$	1	-

$$P_{cr} = (1 + CSF) C_2 \pi^2 \frac{E_{st} I_{st}}{L_{eff}^2}$$

## G.5 Static Deflection

Diketahui :

**Tabel G.4** Parameter Perhitungan *Static Deflection*

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
<i>Concrete stiffness factor</i>	CSF	1.105	-
<i>Young's modulus</i> pipa baja	E <sub>st</sub>	2.07E+11	Pa
Momen inersia pipa baja	I <sub>st</sub>	9.320E-05	m <sup>4</sup>
<i>Boundary condition</i>	C <sub>6</sub>	0.01302	-
<i>Effective axial force</i>	S <sub>eff</sub>	-1.388E+05	N
Berat terendam pipa (q <i>cross-flow</i> )	W <sub>sub</sub>	454.38	N/m
Gaya drag (q <i>in-line</i> )	F <sub>D</sub>	686.66	N/m

$$\delta = C_6 \frac{q \cdot L_{eff}^4}{E_{st} I_{st} \cdot (1 + CSF)} \frac{1}{\left(1 + \frac{S_{eff}}{P_{cr}}\right)}$$

**Tabel G.5** Hasil Perhitungan *Critical Buckling Load* dan *Static Deflection*

Cross-Flow				In-Line			
L m	L <sub>eff</sub> m	P <sub>cr</sub> N	δ m	L m	L <sub>eff</sub> m	P <sub>cr</sub> N	δ m
1	-3.470	400857000.499	0.0000	1	-2.980	400857000.499	0.0000
2	195.414	100214250.125	0.0000	2	-64.108	100214250.125	0.0000
3	18.069	44539666.722	0.0000	3	23.422	44539666.722	0.0000
4	14.916	25053562.531	0.0000	4	17.190	25053562.531	0.0001
5	14.595	16034280.020	0.0001	5	16.179	16034280.020	0.0001
6	14.989	11134916.681	0.0002	6	16.291	11134916.681	0.0003
7	15.664	8180755.112	0.0004	7	16.817	8180755.112	0.0005
8	16.473	6263390.633	0.0006	8	17.539	6263390.633	0.0009
9	17.355	4948851.858	0.0010	9	18.365	4948851.858	0.0015
10	18.280	4008570.005	0.0015	10	19.251	4008570.005	0.0023
11	19.231	3312867.773	0.0022	11	20.175	3312867.773	0.0034
12	20.199	2783729.170	0.0032	12	21.124	2783729.170	0.0048
13	21.128	2371934.914	0.0044	13	22.089	2371934.914	0.0067
14	21.967	2045188.778	0.0060	14	23.064	2045188.778	0.0091
15	22.795	1781586.669	0.0080	15	23.907	1781586.669	0.0121
16	23.612	1565847.658	0.0105	16	24.741	1565847.658	0.0158
17	24.418	1387048.445	0.0135	17	25.564	1387048.445	0.0204

Cross-Flow			
<b>L</b> <b>m</b>	<b>L<sub>eff</sub></b> <b>m</b>	<b>P<sub>cr</sub></b> <b>N</b>	<b>δ</b> <b>m</b>
18	25.215	1237212.965	0.0172
19	26.002	1110407.204	0.0217
20	26.780	1002142.501	0.0271
21	27.550	908972.790	0.0334
22	28.311	828216.943	0.0410
23	29.065	757763.706	0.0499
24	29.811	695932.293	0.0604
25	30.550	641371.201	0.0726

In-Line			
<b>L</b> <b>m</b>	<b>L<sub>eff</sub></b> <b>m</b>	<b>P<sub>cr</sub></b> <b>N</b>	<b>δ</b> <b>m</b>
18	26.377	1237212.965	0.0260
19	27.182	1110407.204	0.0328
20	27.977	1002142.501	0.0409
21	28.764	908972.790	0.0505
22	29.543	828216.943	0.0620
23	30.314	757763.706	0.0754
24	31.078	695932.293	0.0913
25	31.835	641371.201	0.1098

## LAMPIRAN H

### PERHITUNGAN FREKUENSI NATURAL PIPA

Diketahui :

**Tabel H.1** Parameter Perhitungan Frekuensi Natural Pipa

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
<i>Concrete stiffness factor</i>	CSF	1.105	-
<i>Young's modulus pipa baja</i>	E <sub>st</sub>	2.07E+11	Pa
Momen inersia pipa baja	I <sub>st</sub>	9.3197E-05	m <sup>4</sup>
<i>Boundary condition</i>	C <sub>1</sub>	1.57	-
	C <sub>3</sub>	0.80	-
<i>Effective axial force</i>	S <sub>eff</sub>	-1.388E+05	N
Diameter total pipa	D <sub>t</sub>	0.202	m
Massa efektif pipa	m <sub>e</sub>	112.21	kg/m

$$f_1 \approx C_1 \sqrt{1 + CSF} \sqrt{\frac{E_{st} \cdot I_{st}}{m_e \cdot L_{eff}^4} \left( 1 + \frac{S_{eff}}{P_{cr}} + C_3 \left( \frac{\delta}{D_t} \right)^2 \right)}$$

**Tabel H.2** Hasil Perhitungan Frekuensi Natural Pipa

Cross-Flow					In-Line				
L m	L <sub>eff</sub> m	P <sub>cr</sub> N	δ m	f <sub>1</sub> Hz	L m	L <sub>eff</sub> m	P <sub>cr</sub> N	δ m	f <sub>1</sub> Hz
1	-3.470	400857000.499	0.0000	944.391	1	-2.980	400857000.499	0.0000	944.391
2	195.414	100214250.125	0.0000	235.975	2	-64.108	100214250.125	0.0000	235.975
3	18.069	44539666.722	0.0000	104.787	3	23.422	44539666.722	0.0000	104.787
4	14.916	25053562.531	0.0000	58.871	4	17.190	25053562.531	0.0001	58.871
5	14.595	16034280.020	0.0001	37.618	5	16.179	16034280.020	0.0001	37.618
6	14.989	11134916.681	0.0002	26.074	6	16.291	11134916.681	0.0003	26.074
7	15.664	8180755.112	0.0004	19.112	7	16.817	8180755.112	0.0005	19.112
8	16.473	6263390.633	0.0006	14.594	8	17.539	6263390.633	0.0009	14.594
9	17.355	4948851.858	0.0010	11.497	9	18.365	4948851.858	0.0015	11.497
10	18.280	4008570.005	0.0015	9.281	10	19.251	4008570.005	0.0023	9.281
11	19.231	3312867.773	0.0022	7.641	11	20.175	3312867.773	0.0034	7.642
12	20.199	2783729.170	0.0032	6.394	12	21.124	2783729.170	0.0048	6.395
13	21.128	2371934.914	0.0044	5.424	13	22.089	2371934.914	0.0067	5.426
14	21.967	2045188.778	0.0060	4.655	14	23.064	2045188.778	0.0091	4.657

Cross-Flow				
L m	L <sub>eff</sub> m	P <sub>cr</sub> N	δ m	f <sub>1</sub> Hz
15	22.795	1781586.669	0.0080	4.034
16	23.612	1565847.658	0.0105	3.526
17	24.418	1387048.445	0.0135	3.107
18	25.215	1237212.965	0.0172	2.756
19	26.002	1110407.204	0.0217	2.460
20	26.780	1002142.501	0.0271	2.210
21	27.550	908972.790	0.0334	1.997
22	28.311	828216.943	0.0410	1.815
23	29.065	757763.706	0.0499	1.661
24	29.811	695932.293	0.0604	1.531
25	30.550	641371.201	0.0726	1.423

In-Line				
L m	L <sub>eff</sub> m	P <sub>cr</sub> N	δ m	f <sub>1</sub> Hz
15	23.907	1781586.669	0.0121	4.037
16	24.741	1565847.658	0.0158	3.532
17	25.564	1387048.445	0.0204	3.115
18	26.377	1237212.965	0.0260	2.767
19	27.182	1110407.204	0.0328	2.477
20	27.977	1002142.501	0.0409	2.233
21	28.764	908972.790	0.0505	2.029
22	29.543	828216.943	0.0620	1.859
23	30.314	757763.706	0.0754	1.720
24	31.078	695932.293	0.0913	1.610
25	31.835	641371.201	0.1098	1.526



# LAMPIRAN I

## SCREENING KELELAHAN

### I.1 Screening In-Line

Diketahui :

**Tabel I.1** Parameter *Screening* Kelelahan Arah *In-line*

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
<i>Current flow ratio</i>	$\alpha$	0.548	-
Diameter total pipa	$D_t$	0.202	m
Kecepatan Arus <i>Steady</i> pada Elevasi Pipa	$U_{c, 100 \text{ tahun}}$	0.60	m/s
<i>Reduced velocity, in-line onset value</i>	$V_{R, onset}^{IL}$	1.368	-
<i>Safety factor in-line</i>	$\gamma_{IL}$	1.4	-

$$\frac{f_{n, IL}}{\gamma_{IL}} > \frac{U_{c, 100 \text{ tahun}}}{V_{R, onset}^{IL} \cdot D_t} \cdot \left(1 - \frac{L/D_t}{250}\right) \cdot \frac{1}{\bar{\alpha}}$$

**Tabel I.2** Hasil *Screening* Arah *In-line*

In-Line					
L	$L_{eff}$	$f_{n, IL}$	$f_{n, IL} / \gamma_{IL}$	$\frac{U_{c, 100 \text{ tahun}}}{V_{R, onset}^{IL} \cdot D_t} \cdot \left(1 - \frac{L/D_t}{250}\right) \cdot \frac{1}{\bar{\alpha}}$	Kriteria
m	m	Hz			
1	-2.980	944.3915	674.5653	3.8461	LOLOS
2	-64.108	235.9752	168.5537	3.7685	LOLOS
3	23.422	104.7869	74.8478	3.6909	LOLOS
4	17.190	58.8709	42.0507	3.6133	LOLOS
5	16.179	37.6183	26.8702	3.5358	LOLOS
6	16.291	26.0736	18.6240	3.4582	LOLOS
7	16.817	19.1125	13.6518	3.3806	LOLOS
8	17.539	14.5943	10.4245	3.3030	LOLOS
9	18.365	11.4967	8.2120	3.2254	LOLOS
10	19.251	9.2811	6.6293	3.1479	LOLOS
11	20.175	7.6418	5.4585	3.0703	LOLOS
12	21.124	6.3953	4.5681	2.9927	LOLOS
13	22.089	5.4256	3.8754	2.9151	LOLOS
14	23.064	4.6568	3.3263	2.8375	LOLOS
15	23.907	4.0374	2.8839	2.7599	LOLOS
16	24.741	3.5318	2.5227	2.6824	TIDAK LOLOS
17	25.564	3.1145	2.2247	2.6048	TIDAK LOLOS

In-Line					
L m	L <sub>eff</sub> m	f <sub>n, IL</sub> Hz	f <sub>n, IL</sub> / γ <sub>IL</sub>	$\frac{U_{c,100 \text{ tahun}}}{V_{R,onset}^{IL} \cdot D_t} \cdot \left(1 - \frac{L/D_t}{250}\right) \cdot \frac{1}{\alpha}$	Kriteria
18	26.377	2.7673	1.9767	2.5272	TIDAK LOLOS
19	27.182	2.4767	1.7691	2.4496	TIDAK LOLOS
20	27.977	2.2330	1.5950	2.3720	TIDAK LOLOS
21	28.764	2.0288	1.4492	2.2945	TIDAK LOLOS
22	29.543	1.8591	1.3279	2.2169	TIDAK LOLOS
23	30.314	1.7201	1.2287	2.1393	TIDAK LOLOS
24	31.078	1.6095	1.1497	2.0617	TIDAK LOLOS
25	31.835	1.5257	1.0898	1.9841	TIDAK LOLOS

## I.2 Screening Cross-Flow

Diketahui :

**Tabel I.3** Parameter *Screening* Kelelahan Arah *Cross-flow*

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
Diameter total pipa	D <sub>t</sub>	0.202	m
Kecepatan Arus Signifikan Normal pada Pipa	U <sub>W, 1 tahun</sub>	0.49	m/s
Kecepatan Arus <i>Steady</i> pada Elevasi Pipa	U <sub>c, 100 tahun</sub>	0.60	m/s
<i>Reduced velocity, in-line onset value</i>	V <sub>R,onset</sub> <sup>CF</sup>	2.5	-
<i>Safety factor in-line</i>	γ <sub>CF</sub>	1.4	-

$$\frac{f_{n,CF}}{\gamma_{CF}} > \frac{U_{c,100 \text{ tahun}} + U_{w,1 \text{ tahun}}}{V_{R,onset}^{CF} \cdot D_t}$$

**Tabel I.4** Hasil *Screening* Arah *Cross-flow*

Cross-Flow					
L m	L <sub>eff</sub> m	f <sub>n, CF</sub> Hz	f <sub>n, CF</sub> / γ <sub>CF</sub>	$\frac{U_{c,100 \text{ tahun}} + U_{w,1 \text{ tahun}}}{V_{R,onset}^{CF} \cdot D_t}$	Kriteria
1	-3.470	944.3915	674.5653	2.1481	LOLOS
2	195.414	235.9752	168.5537	2.1481	LOLOS
3	18.069	104.7869	74.8478	2.1481	LOLOS
4	14.916	58.8709	42.0507	2.1481	LOLOS
5	14.595	37.6183	26.8702	2.1481	LOLOS
6	14.989	26.0736	18.6240	2.1481	LOLOS

Cross-Flow					
L m	L <sub>eff</sub> m	f <sub>n, CF</sub> Hz	f <sub>n, CF</sub> / γ <sub>CF</sub>	$\frac{U_{c,100\ tahun} + U_{w,1\ tahun}}{V_{R,onset}^{CF} \cdot D_t}$	Kriteria
7	15.664	19.1124	13.6517	2.1481	LOLOS
8	16.473	14.5943	10.4245	2.1481	LOLOS
9	17.355	11.4966	8.2118	2.1481	LOLOS
10	18.280	9.2808	6.6291	2.1481	LOLOS
11	19.231	7.6413	5.4581	2.1481	LOLOS
12	20.199	6.3944	4.5675	2.1481	LOLOS
13	21.128	5.4242	3.8744	2.1481	LOLOS
14	21.967	4.6545	3.3246	2.1481	LOLOS
15	22.795	4.0339	2.8814	2.1481	LOLOS
16	23.612	3.5265	2.5189	2.1481	LOLOS
17	24.418	3.1067	2.2190	2.1481	LOLOS
18	25.215	2.7559	1.9685	2.1481	TIDAK LOLOS
19	26.002	2.4603	1.7574	2.1481	TIDAK LOLOS
20	26.780	2.2099	1.5785	2.1481	TIDAK LOLOS
21	27.550	1.9968	1.4263	2.1481	TIDAK LOLOS
22	28.311	1.8153	1.2967	2.1481	TIDAK LOLOS
23	29.065	1.6611	1.1865	2.1481	TIDAK LOLOS
24	29.811	1.5311	1.0937	2.1481	TIDAK LOLOS
25	30.550	1.4231	1.0165	2.1481	TIDAK LOLOS

*(Halaman ini sengaja dikosongkan)*

## LAMPIRAN J

### TEGANGAN PIPA PADA BENTANGAN BEBAS MAKSIMUM

#### J.1 TEGANGAN *HOOP*

Diketahui :

**Tabel J.1** Parameter Awal

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
Diameter luar pipa baja	$D_0$	0.1143	m
Tebal nominal dinding pipa	$t_{nom}$	0.00856	m
<i>Corrossion allowance</i>	$t_{corr}$	0.003	m
<i>Mill Tolerance</i>	$t_{mill}$	0.00107	m
Tebal dinding pipa	$t$	0.00449	m
Tekanan eksternal	$P_e$	120663.00	Pa
Tekanan internal	$P_i$	6274000	Pa
Rasio ukuran pipa	$D/t$	25	-

**Tabel J.2** Hasil Tegangan *Hoop*

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
Tegangan <i>hoop</i>	$\sigma_h$	75244759.02	Pa
		75.24	MPa

**Tabel J.3** Cek Hasil Tegangan *Hoop* terhadap Ketentuan ASME B31.8

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
Tegangan <i>hoop</i>	$\sigma_h$	75.24	MPa
<i>Specified minimum yield strength</i>	SMYS	52000.00	psi
		358.53	MPa

$\sigma_h$	0.72 SMYS	Rasio
75.24	258.14	0.29
ok		

#### J.2 TEGANGAN LONGITUDINAL

##### a. Tegangan Aksial

Diketahui :

**Tabel J.4** Parameter Awal

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
Berat terendam pipa	$W_{sub}$	454.38	N/m
Tekanan internal	$P_i$	6274000	Pa
Tebal nominal dinding pipa	$t$	0.00449	m

1. Menghitung luas penampang pipa

$$A_{st} = \frac{1}{4} \pi (D_o^2 - D_i^2)$$

$$A_{st} = 0.002 \text{ m}^2$$

2. Menghitung gaya tekanan internal

$$F_{pi} = p_i A_{st}$$

$$F_{pi} = 9718.13 \text{ N}$$

3. Menghitung resultan gaya tekanan internal dan gaya berat terendam pipa

$$F_a = \sqrt{F_{pi}^2 + W_{sub}^2}$$

$$F_a = 9728.74 \frac{\text{N}}{\text{m}}$$

4. Menghitung tegangan aksial

$$\sigma_a^0 = \frac{F_a}{A_{st}}$$

$$\sigma_a^0 = 6280854.19 \text{ Pa}$$

$$\sigma_a^0 = 6.28 \text{ MPa}$$

- b. Tegangan *Thermal* & *Poisson*

Diketahui :

**Tabel J.5** Parameter Awal

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
<b>Thermal</b>			
Temperatur Instalasi	$T_1$	25	°C
Temperatur Operasi	$T_2$	50.7	°C
Koefisien <i>thermal expansion</i>	$\alpha_e$	0.0000117	/°C
<i>Young's modulus</i> pipa baja	$E_{st}$	2.07E+11	Pa

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
<b>Poisson</b>			
<i>Poisson ratio</i> pipa baja	$v_{st}$	0.3	-
Tegangan <i>hoop</i>	$\sigma_h$	75244759.02	Pa

$$\sigma_t = E_{st} \alpha_t (T_1 - T_2) \text{ (thermal)}$$

$$\sigma_{ps} = v_{st} \sigma_h \text{ (poisson)}$$

**Tabel J.6** Hasil Tegangan *Thermal & Poisson*

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
Tegangan <i>thermal</i>	$\sigma_t$	-62242830.00	Pa
		-62.24	MPa
Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
Tegangan <i>poisson</i>	$\sigma_{ps}$	22573427.71	Pa
		22.57	MPa

c. Tegangan Aksial Kombinasi

$$\sigma_a = \frac{F_a}{A} + v_{st} \sigma_h + E_{st} \alpha_e (T_1 - T_2)$$

**Tabel J.7** Hasil Tegangan Aksial Kombinasi

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
Tegangan aksial kombinasi	$\sigma_a$	-33.39	MPa

d. Tegangan *Bending*

1. Menentukan parameter awal

Diketahui :

**Tabel J.8** Parameter Awal

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
Tebal dinding pipa	$t$	0.00449	m
Diameter luar pipa baja	$D_0$	0.1143	m
Diameter dalam pipa	$D_i$	0.105	m
Berat terendam pipa	$W_{sub}$	166.20	N/m
Gaya <i>drag</i>	$F_D$	686.66	N/m

2. Menghitung momen maksimum

$$M_{max} = \frac{q l^2}{8} (pinned - pinned)$$

Hasil tegangan *bending* disajikan dalam Tabel J.9.

3. Menghitung modulus penampang pipa

$$z_A = \frac{\pi}{32} \left( \frac{D_o^4 - D_i^4}{D_o} \right)$$

**Tabel J.9** Hasil Modulus Penampang Pipa

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
Modulus penampang pipa	$z_A$	0.0000699958	$m^3$

4. Menghitung tegangan *bending*

$$\sigma_b = \frac{\sqrt{(i_i M_i)^2 + (i_o M_o)^2}}{z_A}$$

**Tabel J.10** Hasil Tegangan *Bending*

Panjang Bentangan Bebas	Momen Maksimum (Pin-Pin)			Tegangan <i>Bending</i>	
	Vertikal	Horizontal	Resultan	Pa	MPa
m	N.m	N.m	N.m		
1	56.80	85.83	102.92	2515201.31	2.52
2	227.19	343.33	411.69	10060805.24	10.06
3	511.18	772.49	926.31	22636811.79	22.64
4	908.77	1373.32	1646.77	40243220.96	40.24
5	1419.95	2145.81	2573.08	62880032.75	62.88
6	2044.72	3089.97	3705.24	90547247.16	90.55
7	2783.10	4205.79	5043.24	123244864.19	123.24
8	3635.06	5493.28	6587.09	160972883.83	160.97
9	4600.63	6952.43	8336.79	203731306.10	203.73
10	5679.79	8583.25	10292.33	251520130.99	251.52
11	6872.54	10385.73	12453.73	304339358.50	304.34
12	8178.89	12359.88	14820.96	362188988.63	362.19
13	9598.84	14505.69	17394.05	425069021.37	425.07
14	11132.38	16823.17	20172.98	492979456.74	492.98
15	12779.52	19312.31	23157.75	565920294.73	565.92



e. Tegangan Longitudinal

$$\sigma_L = \sigma_a + \sigma_b \text{ atau } \sigma_a - \sigma_b$$

Panjang Bentangan Bebas	TEGANGAN				0.8 SMYS	RASIO
	Aksial Kombinasi	Bending	Longitudinal			
m	MPa	MPa	MPa	MPa	MPa	MPa
1	-33.39	2.52	-30.87	-35.90	286.82	0.13
2	-33.39	10.06	-23.33	-43.45	286.82	0.15
3	-33.39	22.64	-10.75	-56.03	286.82	0.20
4	-33.39	40.24	6.85	-73.63	286.82	0.26
5	-33.39	62.88	29.49	-96.27	286.82	0.34
6	-33.39	90.55	57.16	-123.94	286.82	0.43
7	-33.39	123.24	89.86	-156.63	286.82	0.55
8	-33.39	160.97	127.58	-194.36	286.82	0.68
9	-33.39	203.73	170.34	-237.12	286.82	0.83
10	-33.39	251.52	218.13	-284.91	286.82	0.99
11	-33.39	304.34	270.95	-337.73	286.82	1.18
12	-33.39	362.19	328.80	-395.58	286.82	1.38
13	-33.39	425.07	391.68	-458.46	286.82	1.60
14	-33.39	492.98	459.59	-526.37	286.82	1.84
15	-33.39	565.92	532.53	-599.31	286.82	2.09

### J.3 TEGANGAN EKIVALEN (*Von Mises*)

Diketahui :

$$\sigma_e = \sqrt{\sigma_h^2 + \sigma_L^2 - \sigma_L \sigma_h + 3\tau^2}$$

**Tabel J.11** Hasil Tegangan EkvaleN

Panjang Bentangan Bebas	TEGANGAN			0.9 SMYS	RASIO
	Hoop	Longitudinal	<i>Von Mises</i>		
m	MPa	Mpa	MPa	MPa	MPa
1	75.24	-35.90	98.25	322.67	0.30
2	75.24	-43.45	104.01	322.67	0.32
3	75.24	-56.03	114.09	322.67	0.35
4	75.24	-73.63	128.93	322.67	0.40
5	75.24	-96.27	148.91	322.67	0.46

Panjang Bentangan Bebas	TEGANGAN			0.9 SMYS	RASIO
	<i>Hoop</i>	Longitudinal	<i>Von Mises</i>		
m	MPa	Mpa	MPa	MPa	MPa
6	75.24	-123.94	174.20	322.67	0.54
7	75.24	-156.63	204.89	322.67	0.63
8	75.24	-194.36	240.96	322.67	0.75
9	75.24	-237.12	282.36	322.67	0.88
10	75.24	-284.91	329.05	322.67	1.02
11	75.24	-337.73	380.96	322.67	1.18
12	75.24	-395.58	438.07	322.67	1.36
13	75.24	-458.46	500.34	322.67	1.55
14	75.24	-526.37	567.74	322.67	1.76
15	75.24	-599.31	640.26	322.67	1.98

#### J.4 VALIDASI PEMODELAN

**Tabel J.12** Validasi Tegangan *Von Mises* Manual dengan Pemodelan

Tegangan ekivalen ( <i>von mises</i> )	Notasi	HASIL (MPa)	<i>Allowable Stress (MPa)</i>	ERROR
Manual	$\sigma_e$	282.36	322.67	5%
Pemodelan	$\sigma_e$	268.13		

BENTLEY  
AutoPIPE

[illegible]

BENTLEY SYSTEMS, INCORPORATED  
1600 Riviera Ave., Suite 300  
Walnut Creek, CA 94596

BENTLEY  
AutoPIPE

```
*****
**                                     **
**                                AUTOPIPE SYSTEM INFORMATION                                **
**                                     **
*****
```

MODEL REVISION NUMBER : 30

MODEL REVISION NUMBER : 30

-----  
FP-FRESPAN-01-SOIL using load  
07/03/2018 FP-FS-01  
10:01 AM  
Advanced 9.6.0.15  
-----

BENTLEY  
AutoPIPE

-----  
D E S C R I P T I O N  
-----

-----  
FP-FRESPAN-01-SOIL using load  
07/03/2018 FP-FS-01  
10:01 AM  
Advanced 9.6.0.15  
-----

BENTLEY  
AutoPIPE

-----  
T A B L E O F C O N T E N T S  
-----

Components.....	1
Coordinates.....	2
Segment Data.....	3
Pipe Properties.....	4
Material Properties.....	5
Material Allowables.....	6
Temperature and Pressure.....	7
Forces and Displacement.....	8
Soil Properties.....	9
Support.....	11
Bend.....	12
Tee.....	13
Valve.....	14
Flange.....	15
User SIF.....	16
Reducer.....	17
Rigid Pipe.....	18
Reference Points.....	19
Center of Gravity.....	20
Analysis Summary.....	21
Displacement.....	25
Forces & Moments.....	26
Soil Forces & Deformations.....	27
Code Compliance.....	28
Result Summary.....	29

-----  
FP-FRESPAN-01-SOIL using load  
07/03/2018 FP-FS-01  
10:01 AM  
MODEL PAGE 1  
-----

BENTLEY  
AutoPIPE Advanced 9.6.0.15

-----  
C O M P O N E N T D A T A L I S T I N G  
-----

\*\*\* SEGMENT A

-----  
From ANC1 to PIN1, DX= 4682.27 mm Run

PIPE DATA:

Pipe Id= APIX52+C, Material= 5LX-X52, Poisson= 0.300, Nom Size= Non-standard, OD= 114.30 mm,  
Sch= Non-standard, Wall Thk= 8.560 mm, Mill= 1.070 mm, Cor= 3.000 mm, Pipe Density= 7833.03  
kg/m3,  
Pipe Unit Wgt= 218.43 N/m, Content Sp Gr= 0.054, Content Unit Wgt= 3.93 N/m, Insul Thk= 0 mm,  
Cladding Thickness = 0 mm, Lining Thk= 0 mm, Long Weld factor= 1.00, Circ Weld factor= 1.00,  
Long Modulus= 0.20314 E6 N/mm2, Hoop Modulus= 0.20314 E6 N/mm2, Shear Modulus= 0.07813 E6  
N/mm2,  
Syc= 358.5 N/mm2

OPERATING DATA:

Pl= 6.2740 N/mm2, Tl= 50.70 deg C, Exp1= 0.29426 mm/m, E1= 0.20139 E6 N/mm2, Syl= 358.53  
N/mm2

POINT DATA:

ANC1, Coordinates, X= 0.00 mm, Y= -12000.00 mm, Z= 0.00 mm  
ANC1, Dist Load= U1, Id= 754, DLY= -304 N/m  
ANC1, Dist Load= U2, Id= 761, DLZ= -687 N/m  
ANC1, Dist Load= U3, Id= 768, DLY= -304 N/m, DLZ= -687 N/m  
PIN1, Coordinates, X= 4682.27 mm, Y= -12000.00 mm, Z= 0.00 mm  
PIN1, Dist Load= U1, Id= 754, DLY= -304 N/m  
PIN1, Dist Load= U2, Id= 761, DLZ= -687 N/m  
PIN1, Dist Load= U3, Id= 768, DLY= -304 N/m, DLZ= -687 N/m

SUPPORT DATA:

ANC1, Anchor, KTX= Rigid, KTY= Rigid, KTZ= Rigid, KRX= Rigid, KRY= Rigid, KRZ= Rigid

SOIL DATA:

Soil Id= S1, 9 point(s) at 500.00 mm  
Horz K1= 64.672 N/mm/mm, Horz Pl= 12313.604 N/m, Horz K2= 0.000 N/mm/mm, Long K1= 0.425  
N/mm/mm,  
Long Pl= 4314.056 N/m, Long k2= 0.000 N/mm/mm, Vert Up K1= 0.120 N/mm/mm, Vert Up Pl= -  
1254.223 N/m,  
Vert Up K2= 0.000 N/mm/mm, Vert Dn K1= 0.304 N/mm/mm, Vert Dn Pl= 6953.325 N/m, Vert Dn K2=  
0.000 N/mm/mm  
Soil Id= S1, End at PIN1

-----  
\*\*\* SEGMENT B

-----  
From PIN1 to MID, DX= 4500.00 mm Junc

PIPE DATA:

Pipe Id= APIX52+C, Nom Size= Non-standard, Sch= Non-standard, Mill= 1.070 mm, Cor= 3.000 mm,  
Pipe Density= 7833.03 kg/m3, Pipe Unit Wgt= 218.43 N/m, Content Sp Gr= 0.054, Content Unit  
Wgt= 3.93 N/m

POINT DATA:

PIN1, Coordinates, X= 4682.27 mm, Y= -12000.00 mm, Z= 0.00 mm  
PIN1, Dist Load= U1, Id= 754, DLY= -304 N/m  
PIN1, Dist Load= U2, Id= 761, DLZ= -687 N/m  
PIN1, Dist Load= U3, Id= 768, DLY= -304 N/m, DLZ= -687 N/m

SUPPORT DATA:

PIN1, Guide, Support Id= PIN1 3, Connected to Ground, Weight = 0.000 kg, Stiffness= RIGID,  
Gap-Down= 0.00 mm,  
Gap-Above= 500.00 mm, Gap-Left= 0.00 mm, Gap-Right= 500.00 mm, Friction= 0.36, Gaps setting=  
Weightless

PIN1, Line Stop, Support Id= PIN1 4, Connected to Ground, Weight = 0.000 kg, Stiffness=  
RIGID,  
Gap-Back= 0.00 mm, Gap-Forward= 500.00 mm, Gaps setting= Weightless

-----  
From MID to PIN2, DX= 4500.00 mm Run

POINT DATA:

MID, Coordinates, X= 9182.27 mm, Y= -12000.00 mm, Z= 0.00 mm  
MID, Dist Load= U1, Id= 754, DLY= -304 N/m  
MID, Dist Load= U2, Id= 761, DLZ= -687 N/m  
MID, Dist Load= U3, Id= 768, DLY= -304 N/m, DLZ= -687 N/m  
PIN2, Coordinates, X= 13682.27 mm, Y= -12000.00 mm, Z= 0.00 mm  
PIN2, Dist Load= U1, Id= 754, DLY= -304 N/m  
PIN2, Dist Load= U2, Id= 761, DLZ= -687 N/m  
PIN2, Dist Load= U3, Id= 768, DLY= -304 N/m, DLZ= -687 N/m

-----  
\*\*\* SEGMENT C

-----  
From PIN2 to ANC2, DX= 4682.27 mm Junc

PIPE DATA:

Pipe Id= APIX52+C, Nom Size= Non-standard, Sch= Non-standard, Mill= 1.070 mm, Cor= 3.000 mm,  
Pipe Density= 7833.03 kg/m3, Pipe Unit Wgt= 218.43 N/m, Content Sp Gr= 0.054, Content Unit  
Wgt= 3.93 N/m

POINT DATA:

PIN2, Coordinates, X= 13682.27 mm, Y= -12000.00 mm, Z= 0.00 mm  
PIN2, Dist Load= U1, Id= 754, DLY= -304 N/m  
PIN2, Dist Load= U2, Id= 761, DLZ= -687 N/m  
PIN2, Dist Load= U3, Id= 768, DLY= -304 N/m, DLZ= -687 N/m  
ANC2, Coordinates, X= 18364.54 mm, Y= -12000.00 mm, Z= 0.00 mm  
ANC2, Dist Load= U1, Id= 754, DLY= -304 N/m  
ANC2, Dist Load= U2, Id= 761, DLZ= -687 N/m  
ANC2, Dist Load= U3, Id= 768, DLY= -304 N/m, DLZ= -687 N/m

SUPPORT DATA:

PIN2, Line Stop, Support Id= PIN2 3, Connected to Ground, Weight = 0.000 kg, Stiffness=  
RIGID,  
Gap-Back= 0.00 mm, Gap-Forward= 500.00 mm, Gaps setting= Weightless  
PIN2, Guide, Support Id= PIN2 4, Connected to Ground, Weight = 0.000 kg, Stiffness= RIGID,  
Gap-Down= 0.00 mm,  
Gap-Above= 500.00 mm, Gap-Left= 0.00 mm, Gap-Right= 500.00 mm, Friction= 0.36, Gaps setting=  
Weightless  
ANC2, Anchor, KTX= Rigid, KTY= Rigid, KTZ= Rigid, KRX= Rigid, KRY= Rigid, KRZ= Rigid

SOIL DATA:

Soil Id= S1, 9 point(s) at 500.00 mm  
Soil Id= S1, End at ANC2

-----  
Number of points in the system (Pipe + Frame + Soil): 7 + 0 + 18 = 25

Weight of Empty Pipes + Weight of Contents = Total Weight of System  
409.1 kg + 7.4 kg = 416.4 kg

C O O R D I N A T E S   D A T A   L I S T I N G

POINT NAME	-----COORDINATE (mm) -----		
	X	Y	Z
*** SEGMENT A			
ANC1	0.00	-12000.00	0.00
PIN1	4682.27	-12000.00	0.00
*** SEGMENT B			
PIN1	4682.27	-12000.00	0.00
MID	9182.27	-12000.00	0.00
PIN2	13682.27	-12000.00	0.00
*** SEGMENT C			
PIN2	13682.27	-12000.00	0.00
ANC2	18364.54	-12000.00	0.00

S E G M E N T   D A T A   L I S T I N G

Segment Name	First Node	Last Node	Line Number	Apply Wind	Apply Bowing	Apply Buoyancy
A	ANC1	PIN1		No	No	No
B	PIN1	PIN2		No	No	No
C	PIN2	ANC2		No	No	No

PIPE DATA LISTING

Pipe ID/ Composition/ Material CladMaterial ---Line Class---	Nom/ Sch mm	O.D. mm	-----Thickness(mm)-----				Spec	InsuDen/ InsMt	Weight(N/m )	ZL/ ZC			
	W.Th.	Corr	Mill	Insu	Ling	Grav/ InsMt	LingDen/ CladDen	Pipe/ Cont	Ling/ Insu/ Clad	Total	ZC		
-----													
Tag No. : <None>													
APIX52+C	NS	114.30	8.560	3.00	1.07	0	0	0.05	0.000	218	0	222	1.00
5LX-X52									0.000	3.93	0		1.00
			0						0.000		0		

MATERIAL DATA LISTING

Material Name	Pipe ID	Density kg/m3	Pois. Ratio	Temper. deg C	Modulus E6 N/mm2			Expans. mm/m	Composition
					Axial	Hoop	Shear		
5LX-X52	APIX52+C	7833.0	0.30	25.0	0.20314	0.20314	0.07813		
				50.7	0.20139			0.2943	

FP-FRESPAN-01-SOIL using load  
07/03/2018 FP-FS-01  
10:01 AM  
MODEL PAGE 6

BENTLEY  
AutoPIPE Advanced 9.6.0.15

## M A T E R I A L   A L L O W A B L E   D A T A   L I S T I N G

Material Name	Pipe ID	Temper. deg C	Yield N/mm2
5LX-X52	APIX52+C	25.0	358.53

```
FP-FRESPAN-01-SOIL using load
07/03/2018 FP-FS-01
10:01 AM
MODEL PAGE 7
```

BENTLEY  
AutoPIPE Advanced 9.6.0.15

OPERATING TEMPERATURE AND PRESSURE DATA  
STRESSES IN N/mm<sup>2</sup>

POINT NAME	CASE	PRESS. N/mm2	TEMPER deg C	EXPAN. mm/m	MODULUS E6 N/mm	YIELD STRESS
*** SEGMENT A						
ANC1	T1	6.2740	50.70	0.294	0.20139	358.53
PIN1	Same as previous point.					
*** SEGMENT B						
PIN1	T1	6.2740	50.70	0.294	0.20139	358.53
PIN2	Same as previous point.					
*** SEGMENT C						
PIN2	T1	6.2740	50.70	0.294	0.20139	358.53
ANC2	Same as previous point.					

```

u  User-defined value
*  Non-code material for allowable stress;
   Non-standard material for expansion and modulus

```



FP-FRESPAN-01-SOIL using load  
07/03/2018 FP-FS-01  
10:01 AM  
MODEL PAGE 8

BENTLEY  
AutoPIPE Advanced 9.6.0.15

FORCES AND DISPLACEMENTS

(Force - N	, Moment - N.m	, Tran. - mm	, Rot. - deg	, Line - N/m	)
POINT	LOAD				
NAME	CASE	TYPE	X	Y	Z
			XX	YY	ZZ
ANC1	U1	LINE	0	-304	0
	U2	LINE	0	0	-687
	U3	LINE	0	-304	-687
PIN1	U1	LINE	0	-304	0
	U2	LINE	0	0	-687
	U3	LINE	0	-304	-687
PIN1	U1	LINE	0	-304	0
	U2	LINE	0	0	-687
	U3	LINE	0	-304	-687
MID	U1	LINE	0	-304	0
	U2	LINE	0	0	-687
	U3	LINE	0	-304	-687
PIN2	U1	LINE	0	-304	0
	U2	LINE	0	0	-687
	U3	LINE	0	-304	-687
PIN2	U1	LINE	0	-304	0
	U2	LINE	0	0	-687
	U3	LINE	0	-304	-687
ANC2	U1	LINE	0	-304	0
	U2	LINE	0	0	-687
	U3	LINE	0	-304	-687

FP-FRESPAN-01-SOIL using load  
07/03/2018 FP-FS-01  
10:01 AM  
MODEL PAGE 9

BENTLEY  
AutoPIPE Advanced 9.6.0.15

SOIL DATA LISTING

SOIL STIFFNESS PROPERTIES (S1)

Dirn	Auto	Initial K (N/mm/mm )	Auto	Yield P (N/m )	Final K (N/mm/mm )	Yield disp (mm )
Low Stiffness						
Horiz.	Y	64.672	Y	12313.603	0.000	0.1904
Long.	Y	0.425	Y	4314.056	0.000	10.1600
Vert. Up	Y	0.120	Y	-1254.223	0.000	-10.4780
Vert. Dn	Y	0.306	Y	6985.066	0.000	22.8600
High Stiffness						
Horiz.	Y	64.672	Y	12313.604	0.000	0.1904
Long.	Y	0.425	Y	4314.056	0.000	10.1600
Vert. Up	Y	0.120	Y	-1254.223	0.000	-10.4780
Vert. Dn	Y	0.304	Y	6953.325	0.000	22.8600
Average Stiffness						
Horiz.	Y	64.672	Y	12313.603	0.000	0.1904
Long.	Y	0.425	Y	4314.056	0.000	10.1600
Vert. Up	Y	0.120	Y	-1254.223	0.000	-10.4780
Vert. Dn	Y	0.305	Y	6969.195	0.000	22.8600

FP-FRESPAN-01-SOIL using load  
07/03/2018 FP-FS-01  
10:01 AM  
MODEL PAGE 10

BENTLEY  
AutoPIPE Advanced 9.6.0.15

SOIL PARAMETERS (S1)

Calculation Method : American Lifeline Alliance (ASCE 2001)  
Soil Type : Soft Clay  
Pipe Direction : Horizontal

Parameters	Low	High	Average
Outside Diameter, D [mm]	114.30		
Depth to Centerline, H [mm]	-52.39		
Effective Unit Wt. above pipe [kg/m3]	407.70	713.56	560.63
Total Unit Wt. below pipe [kg/m3]	407.70	713.56	560.63
Dry Unit Wt. above pipe [kg/m3]	407.70	713.56	560.63
Soil Cohesion, c [N/m2]	11962.50	11962.50	11962.50
Friction Angle, phi [deg]	0.00	0.00	0.00
Horizontal Yield Displacement, dp [mm]	0.19	0.19	0.19
Longitudinal Yield Displacement, dt [mm]	10.16	10.16	10.16
Vertical Up Yield Displacement, dqu [mm]	-10.48	-10.48	-10.48
Vertical Dn Yield Displacement, dqd [mm]	22.86	22.86	22.86

Computed soil parameters (ASCE Method):

Longitudinal	Adhesion alpha	1.00	1.00	1.00
	Pipe/Soil delta=f*phi [deg]	0.00	0.00	0.00
Horizontal	Nch	9.00	9.00	9.00
	Nqh	0.00	0.00	0.00
Vertical Up	Ncv	-0.92	-0.92	-0.92
	Nqv	0.00	0.00	0.00
	Soil Weight on top Ws [N/m]	-44.45	-77.80	-61.13
Vertical Down	Nc	5.14	5.14	5.14
	Nq	1.00	1.00	1.00
	Ngamma	0.08	0.08	0.08

FP-FRESPAN-01-SOIL using load  
07/03/2018 FP-FS-01  
10:01 AM  
MODEL PAGE 11

BENTLEY  
AutoPIPE Advanced 9.6.0.15

S U P P O R T D A T A L I S T I N G

Point Support	Support Conn.to	Weight	Stiff.	Gap 1	Gap 2	Fric.	GapSet	Preload	Ld.Var
Size Figure									
Name Type	ID /Dir	(kg)		(mm)	(mm)	Fact.	/#hgr	(N )	

Tag No.: <None>  
PIN1 Guide-V PIN1 3 Ground 0.000 Rigid Attachment ID: <None>  
Guide-H PIN1 3 Ground 0.000 Rigid 0.0 500.0 0.36 Weightless

Tag No.: <None>  
PIN1 Linestop PIN1 4 Ground 0.000 Rigid Attachment ID: <None>  
0.0 500.0 Weightless

Tag No.: <None>  
PIN2 Linestop PIN2 3 Ground 0.000 Rigid Attachment ID: <None>  
0.0 500.0 Weightless

Tag No.: <None>  
PIN2 Guide-V PIN2 4 Ground 0.000 Rigid Attachment ID: <None>  
Guide-H PIN2 4 Ground 0.000 Rigid 0.0 500.0 0.36 Weightless

Spring Manufacturer: Anvil/Grinnell

NOTE 1: Soil supports are present but not listed.

Gap 1 : V-stop,Guide-V=down, Linestop,Incline,Tie/link=backward, Guide-H=Left

Gap 2 : V-stop,Guide-V=Up , Linestop,Incline,Tie/link=forward , Guide-H=Right

Stiffness units for rotation support: N.m/deg , all others: N/mm

B E N D   D A T A   L I S T I N G										
Point Bend	Radius	Angle	OD	tnom	Material	Flan^	SIF	SIF	Analysis	Flexibility
Pressure Case										
Name	Type	(mm)	(deg)	(mm)	(mm)	/Cuts	in	out	Set	(K)

^ = Number of bend ends where either a flange or valve is within distance  
(L/D) x Nominal diameter, where L/D is defined under Tools > Model options > Edit

T E E   D A T A   L I S T I N G									
Point	Point	Pipe	Pipe	Material	Tee	**Crotch	*Crotch	SIF	SIF
Name	Seg-Type	OD	Thk.			Radius	Thick		
		(mm)	(mm)		Type	(mm)	(mm)	in	out

\* = Pad thickness for reinforced tee.  
\*\*= Fillet radius for Raised tee or discontinuity dist. for Thickened tee.

FP-FRESPAN-01-SOIL using load  
07/03/2018 FP-FS-01  
10:01 AM  
MODEL PAGE 14

BENTLEY  
AutoPIPE Advanced 9.6.0.15

[illegible]

FP-FRESPAN-01-SOIL using load  
07/03/2018 FP-FS-01  
10:01 AM  
MODEL PAGE 15

BENTLEY  
AutoPIPE Advanced 9.6.0.15

[illegible]

FP-FRESPAN-01-SOIL using load  
07/03/2018 FP-FS-01  
10:01 AM  
MODEL PAGE 16

BENTLEY  
AutoPIPE Advanced 9.6.0.15

MODEL PAGE 16

## JOINT TYPE / USER - SIF DATA LISTING

Point Name	Point Type	SIF in	SIF out	Joint Type	Size /Avg. (mm)	Max. (mm)	Over ride
---------------	---------------	-----------	------------	---------------	-----------------------	--------------	--------------

NOTE: B1 and B2 factors are only available for HDPE piping points.

```
FP-FRESPAN-01-SOIL using load
07/03/2018 FP-FS-01
10:01 AM
MODEL PAGE 17
```

BENTLEY  
AutoPIPE Advanced 9.6.0.15

MODEL PAGE 17

## REDUCER DATA LISTING

[illegible]

BENTLEY  
AutoPIPE Advanced 9.6.0.15

From Point	To Point	Include Weight	Include Expansion	Rigid Factor
-----	-----	-----	-----	-----

BENTLEY  
AutoPIPE Advanced 9.6.0.15

[illegible]

-----  
FP-FRESPAN-01-SOIL using load  
07/03/2018 FP-FS-01  
10:01 AM  
MODEL PAGE 20  
-----

BENTLEY  
AutoPIPE Advanced 9.6.0.15

C E N T E R   O F   G R A V I T Y   R E P O R T

Description Z CoG  (mm) -----		Weight  (kg) -----	X CoG  (mm) -----	Y CoG  (mm) -----
Valve 0.00	:	0.00	0.00	0.00
Support 0.00	:	0.00	0.00	0.00
Flange 0.00	:	0.00	0.00	0.00
Flexible Joint 0.00	:	0.00	0.00	0.00
Additional Weight 0.00	:	0.00	0.00	0.00
Pipes (Run, Bend, Tee, Reducer) 0.00	:	200.47	9182.27	-12000.00
PipeTot (Valve+Support+Flange+Flex. Jt.+Add. Wt.+Pipes): 0.00	:	200.47	9182.27	-12000.00
Insulation 0.00	:	0.00	0.00	0.00
Cladding 0.00	:	0.00	0.00	0.00
Lining 0.00	:	0.00	0.00	0.00
Contents 0.00	:	3.60	9182.27	-12000.00
Beam 0.00	:	0.00	0.00	0.00
PipeTot + Ins. 0.00	:	200.47	9182.27	-12000.00
PipeTot + Ins. + Clad. 0.00	:	200.47	9182.27	-12000.00
PipeTot + Ins. + Clad. + Lin. 0.00	:	200.47	9182.27	-12000.00
PipeTot + Ins. + Clad. + Lin. + Cont. 0.00	:	204.07	9182.27	-12000.00
PipeTot + Beam 0.00	:	200.47	9182.27	-12000.00
PipeTot + Ins. + Beam 0.00	:	200.47	9182.27	-12000.00
PipeTot + Ins. + Clad. + Beam 0.00	:	200.47	9182.27	-12000.00
PipeTot + Ins. + Clad. + Lin. + Beam 0.00	:	200.47	9182.27	-12000.00
PipeTot + Ins. + Clad. + Lin. + Cont. + Beam 0.00	:	204.07	9182.27	-12000.00

NOTE: COG report only includes the currently visible beams and segments.  
The following pipe segments are included: B  
No beams present in the model.

-----  
FP-FRESPAN-01-SOIL using load  
07/03/2018 FP-FS-01  
10:01 AM  
RESULT PAGE 21  
-----

BENTLEY  
AutoPIPE Advanced 9.6.0.15

A N A L Y S I S   S U M M A R Y

Current model revision number : 30

Static - Analysis set number ..... 1  
Date and Time of analysis ..... Jul 3, 2018    10:00 AM  
Model Revision Number ..... 30  
Number of load cases ..... 4  
Load cases analyzed ..... GR T1 P1 U3  
Description ..... Analysis Set No.1  
Gaps/Friction/Soil considered ..... Yes  
Tolerance - Force, Displacement ..... 44.48 N    0.0254 mm  
Friction - Scale Factor, Tolerance .... 1.00    0.10  
Ignore friction for cases E1,E2,E3 .... Yes  
Ignore friction for gravity case ..... Yes  
Hanger design run ..... No  
Cut short included ..... No  
Thermal bowing included ..... No  
Include Bourdon rotational effect .... No  
Pipe radius for Bourdon calculation ... Mean  
Occasional load analysis type ..... Nonlinear  
Non-linear analysis summary file .....  
    FP-FRESPAN-01-SOIL using load.LOG  
Use default load sequence ..... Yes  
Base load cases for nonlinear analysis

GR    = None  
T1    = GR  
P1    = T1  
U3    = GR

Weight of contents included ..... Yes  
Fluid density factor for contents .... 1.00  
Pressure stiffening case ..... None  
Hot modulus case ..... None  
Pressure Extension..... Yes  
Soil Stiffness ..... Low  
Water elevation for buoyancy loads .... 0.000 mm  
Specific gravity of water ..... 1.025  
Apply buoyancy to all segments ..... No  
Use corroded thickness in analysis .... No  
Rigid stiffness factor ..... 1000.0  
Support rigid stiffness (translation) . 0.175100E+10 N/mm  
Support rigid stiffness (rotation) .... 0.135582E+11 N.m/deg  
Anchor rigid stiffness (translation) .. 0.175100E+10 N/mm  
Anchor rigid stiffness (rotation) .... 0.135582E+11 N.m/deg

FP-FRESPAN-01-SOIL using load  
07/03/2018 FP-FS-01  
10:01 AM  
RESULT PAGE 22

BENTLEY  
AutoPIPE Advanced 9.6.0.15

CODE COMPLIANCE COMBINATIONS

<Description> Allowable Combination (N/mm2) D/A/P		Category	Method	Case/Combination	Factor	M/S	K-Factor
Max P{1} Automatic Y Y Y		Hoop	Sum	Max Hoop	1.00		
GRTP1{1} Automatic Y Y Y		Functional	Sum	Max Long	1.00		
				Max Hoop	1.00		
				GR{1}	1.00		
				T1{1}	1.00		
				P1{1}	1.00		
GRTP1+U3{1} Automatic Y Y Y		Func+Env	Sum	Max Long	1.00	1.000	
				Max Hoop	1.00		
				GR{1}	1.00		
				T1{1}	1.00		
				P1{1}	1.00		
				U3{1}	1.00		

Notes:

D/A/P: [D]efault/[A]uto-Update/[P]rint options (Y=Yes, N=No)

FP-FRESPAN-01-SOIL using load  
07/03/2018 FP-FS-01  
10:01 AM  
RESULT PAGE 23

BENTLEY  
AutoPIPE Advanced 9.6.0.15

NON-CODE COMBINATIONS

<Description> Combination	Method	Case/Combination	Factor	D/A/P
Gravity{1}	Sum	GR{1}	1.00	Y Y Y
<50.70 deg C> Thermal 1{1}	Sum	T1{1}	1.00	Y Y Y
Pressure 1{1}	Sum	P1{1}	1.00	Y Y Y
User 3{1}	Sum	U3{1}	1.00	Y Y Y
GT1{1}	Sum	GR{1}	1.00	Y Y Y
		T1{1}	1.00	
GU3{1}	Sum	GR{1}	1.00	Y Y Y
		U3{1}	1.00	
GT1P1{1}	Sum	GR{1}	1.00	Y Y Y
		T1{1}	1.00	
		P1{1}	1.00	
GT1P1+U3	Sum	GT1P1{1}	1.00	N N Y
		User 3{1}	1.00	

Notes:

D/A/P: [D]efault/[A]uto-Update/[P]rint options (Y=Yes, N=No)



BENTLEY  
AutoPIPE Advanced 9.6.0.15

Y - Factor .....	0.00
Weld efficiency factor Ej.....	1.00
Range reduction factor .....	1.00
Design Pressure Factor .....	1.00
Hoop stress design factor - F1.....	0.72
Longitudinal design factor - F2.....	0.80
Combined stress design factor - F3.....	0.90
Minimum stress ratio used in reports...	0.00
Number of stress points per span .....	0
Include corrosion in stress calcs. ....	N
Include axial force in code stress .....	Y
Set sustained SIF=1 no bends .....	N
Set sustained/occasional SIF = 1 .....	N
Set sustained/occasional SIF = 0.75i ..	N
Apply cold/hot modulus ratio .....	N
Disable auto code combinations .....	N
Disable auto non-code combinations .....	N
No. of thermal ranges to report .....	0
Include Max Range combination .....	N
Total stress .....	Octahedral
Direct shear .....	None
Longitudinal pressure calculation .....	AXF/area

BENTLEY  
AutoPIPE Advanced 9.6.0.15

Point name	Load combination	TRANSLATIONS (mm )			ROTATIONS (deg )		
		X	Y	Z	X	Y	Z
*** Segment B begin ***							
PIN1	Gravity{1}	0.00	14.54	0.00	0.00	0.00	-0.01
	Thermal 1{1}	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Pressure 1{1}	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	User 3{1}	0.00	-0.01	0.00	0.00	0.08	-0.10
	GT1{1}	0.00	14.54	0.00	0.00	0.00	-0.01
	GU3{1}	0.00	14.52	0.00	0.00	0.08	-0.11
	GT1P1{1}	0.00	14.54	0.00	0.00	0.00	-0.01
	GT1P1+U3	0.00	14.52	0.00	0.00	0.08	-0.11
MID	Gravity{1}	0.00	9.46	0.00	0.00	0.00	0.00
	Thermal 1{1}	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Pressure 1{1}	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	User 3{1}	0.00	-10.31	-17.70	0.00	0.00	0.00
	GT1{1}	0.00	9.46	0.00	0.00	0.00	0.00
	GU3{1}	0.00	-0.84	-17.70	0.00	0.00	0.00
	GT1P1{1}	0.00	9.46	0.00	0.00	0.00	0.00
	GT1P1+U3	0.00	-0.84	-17.70	0.00	0.00	0.00
PIN2	Gravity{1}	0.00	14.54	0.00	0.00	0.00	0.01
	Thermal 1{1}	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Pressure 1{1}	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	User 3{1}	0.00	-0.01	0.00	0.00	-0.08	0.10
	GT1{1}	0.00	14.54	0.00	0.00	0.00	0.01
	GU3{1}	0.00	14.52	0.00	0.00	-0.08	0.11
	GT1P1{1}	0.00	14.54	0.00	0.00	0.00	0.01
	GT1P1+U3	0.00	14.52	0.00	0.00	-0.08	0.11
*** Segment B end ***							

BENTLEY  
AutoPIPE Advanced 9.6.0.15

\*\*\* Segment B end \*\*\*

\*\*\* Segment B end \*\*\*

FP-FRESPAN-01-SOIL using load  
07/03/2018 FP-FS-01  
10:01 AM  
RESULT PAGE 28

BENTLEY  
AutoPIPE Advanced 9.6.0.15

B31.8 Offshore (2012) CODE COMPLIANCE									
(Moments in N.m ) (Stress in N/mm2 )									
Point	Load	In-P1.	Out-P1.	Shear	Axial	Bending	Code	Code	
name	combination	Moment	Moment	Stress	Stress	Stress Type	Stress	Allow.	
PIN2	SIFI= 1.00 SIFO= 1.00 Max P{1}					HOOP	41.89	258.14	
	GRTP1{1}	1470.80	0.00	0.00	-86.46 -49.96	35.94 COMB 21.01 LONG	176.45 70.97	322.68 286.82	
	GRTP1+U3{1}	3209.59	4378.03	0.00	-86.46 -49.96	132.66 COMB 77.55 LONG	268.13 127.51	322.68 286.82	
PIN1	SIFI= 1.00 SIFO= 1.00 Max P{1}					HOOP	41.89	258.14	
	GRTP1{1}	1470.80	0.00	0.00	-86.46 -49.96	35.94 COMB 21.01 LONG	176.45 70.97	322.68 286.82	
	GRTP1+U3{1}	3209.59	4378.03	0.00	-86.46 -49.96	132.66 COMB 77.55 LONG	268.13 127.51	322.68 286.82	
MID	SIFI= 1.00 SIFO= 1.00 Max P{1}					HOOP	41.89	258.14	
	GRTP1{1}	780.57	0.00	0.00	-86.46 -49.96	19.08 COMB 11.15 LONG	161.07 61.11	322.68 286.82	
	GRTP1+U3{1}	2116.74	2574.41	0.00	-86.46 -49.96	81.45 COMB 47.62 LONG	219.05 97.57	322.68 286.82	
MID	SIFI= 1.00 SIFO= 1.00 Max P{1}					HOOP	41.89	258.14	
	GRTP1{1}	780.57	0.00	0.00	-86.46 -49.96	19.08 COMB 11.15 LONG	161.07 61.11	322.68 286.82	
	GRTP1+U3{1}	2116.74	2574.41	0.00	-86.46 -49.96	81.45 COMB 47.62 LONG	219.05 97.57	322.68 286.82	

\*\*\* NOTE: Combined stress is based on reduced thickness as per  
\*\*\* Table A842.22 of ASME B31.8 piping code.

\*\*\*  
\*\*\*

FP-FRESPAN-01-SOIL using load  
07/03/2018 FP-FS-01  
10:01 AM  
RESULT PAGE 29

BENTLEY  
AutoPIPE Advanced 9.6.0.15

## RESULT SUMMARY

### Maximum displacements (mm)

Maximum X :	0.00	Point :	PIN2	Load Comb.:	GT1P1+U3
Maximum Y :	14.54	Point :	PIN2	Load Comb.:	Gravity{1}
Maximum Z :	-17.70	Point :	MID	Load Comb.:	User 3{1}
Max. total:	20.48	Point :	MID	Load Comb.:	User 3{1}

### Maximum rotations (deg)

Maximum X :	0.00	Point :	PIN2	Load Comb.:	GU3{1}
Maximum Y :	-0.08	Point :	PIN2	Load Comb.:	User 3{1}
Maximum Z :	0.11	Point :	PIN2	Load Comb.:	GU3{1}
Max. total:	0.14	Point :	PIN2	Load Comb.:	GU3{1}

### Maximum pipe forces (N )

Maximum X :	188588	Point :	PIN1	Load Comb.:	GT1P1{1}
Maximum Y :	2367	Point :	PIN1	Load Comb.:	GU3{1}
Maximum Z :	-3090	Point :	PIN2	Load Comb.:	GT1P1+U3
Max. total:	188628	Point :	PIN1	Load Comb.:	GT1P1+U3

### Maximum pipe moments (N.m )

Maximum X :	0	Point :	MID	Load Comb.:	GU3{1}
Maximum Y :	-4378	Point :	PIN1	Load Comb.:	User 3{1}
Maximum Z :	3210	Point :	PIN2	Load Comb.:	GU3{1}
Max. total:	5429	Point :	PIN1	Load Comb.:	GU3{1}

-----  
FP-FRESPAN-01-SOIL using load  
07/03/2018 FP-FS-01  
10:01 AM  
RESULT PAGE 30  
-----

BENTLEY  
AutoPIPE Advanced 9.6.0.15

-----  
R E S U L T   S U M M A R Y  
-----

Maximum Hoop stress

Point : PIN2  
Stress N/mm2 : 41.89  
Allowable N/mm2 : 258.14  
Ratio : 0.16  
Load combination : Max P{1}

Maximum Longitudinal stress

Point : PIN2  
Stress N/mm2 : 27.60  
Allowable N/mm2 : 286.82  
Ratio : 0.10  
Load combination : G RTP1+U3{1}

Maximum Combined stress

Point : PIN2  
Stress N/mm2 : 268.13  
Allowable N/mm2 : 322.68  
Ratio : 0.83  
Load combination : G RTP1+U3{1}

-----  
FP-FRESPAN-01-SOIL using load  
07/03/2018 FP-FS-01  
10:01 AM  
RESULT PAGE 31  
-----

BENTLEY  
AutoPIPE Advanced 9.6.0.15

-----  
R E S U L T   S U M M A R Y  
-----

Maximum Hoop stress ratio

Point : PIN2  
Stress N/mm2 : 41.89  
Allowable N/mm2 : 258.14  
Ratio : 0.16  
Load combination : Max P{1}

Maximum Longitudinal stress ratio

Point : PIN2  
Stress N/mm2 : -127.51  
Allowable N/mm2 : 286.82  
Ratio : 0.44  
Load combination : G RTP1+U3{1}

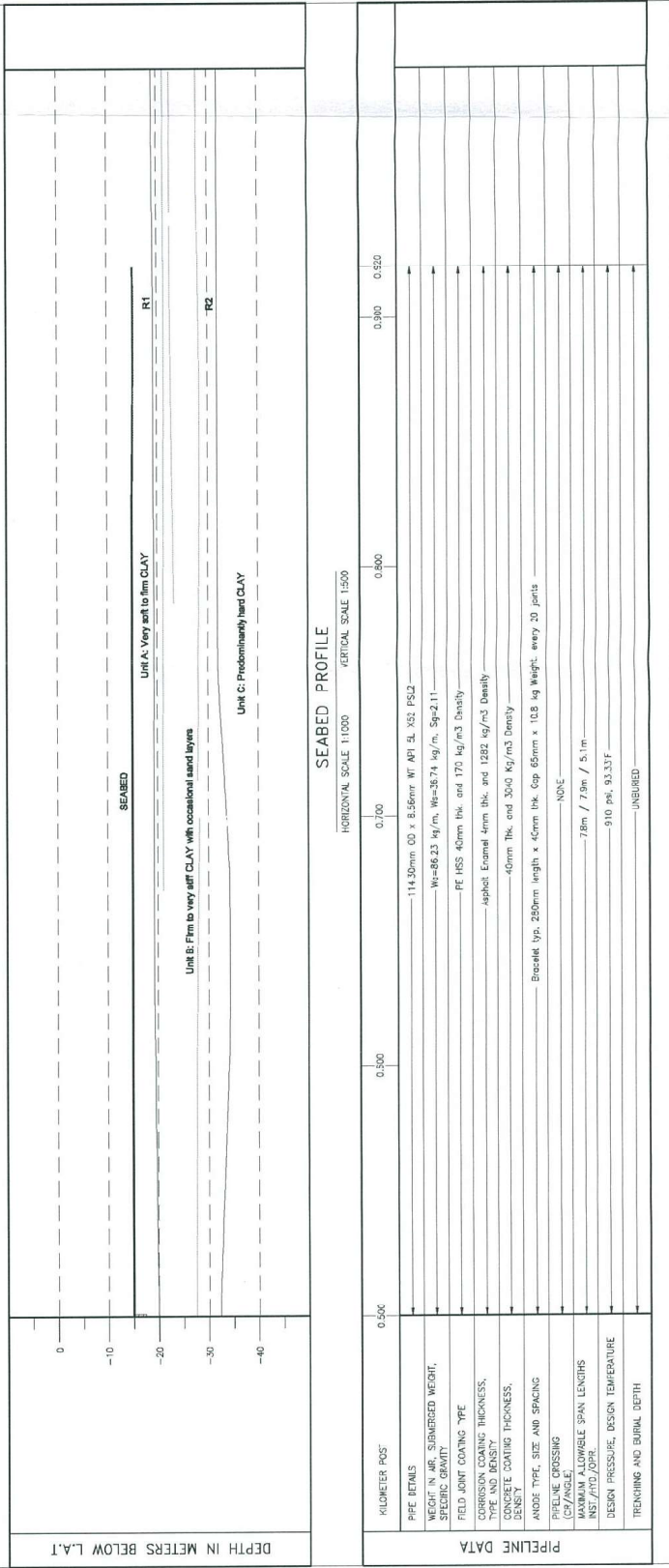
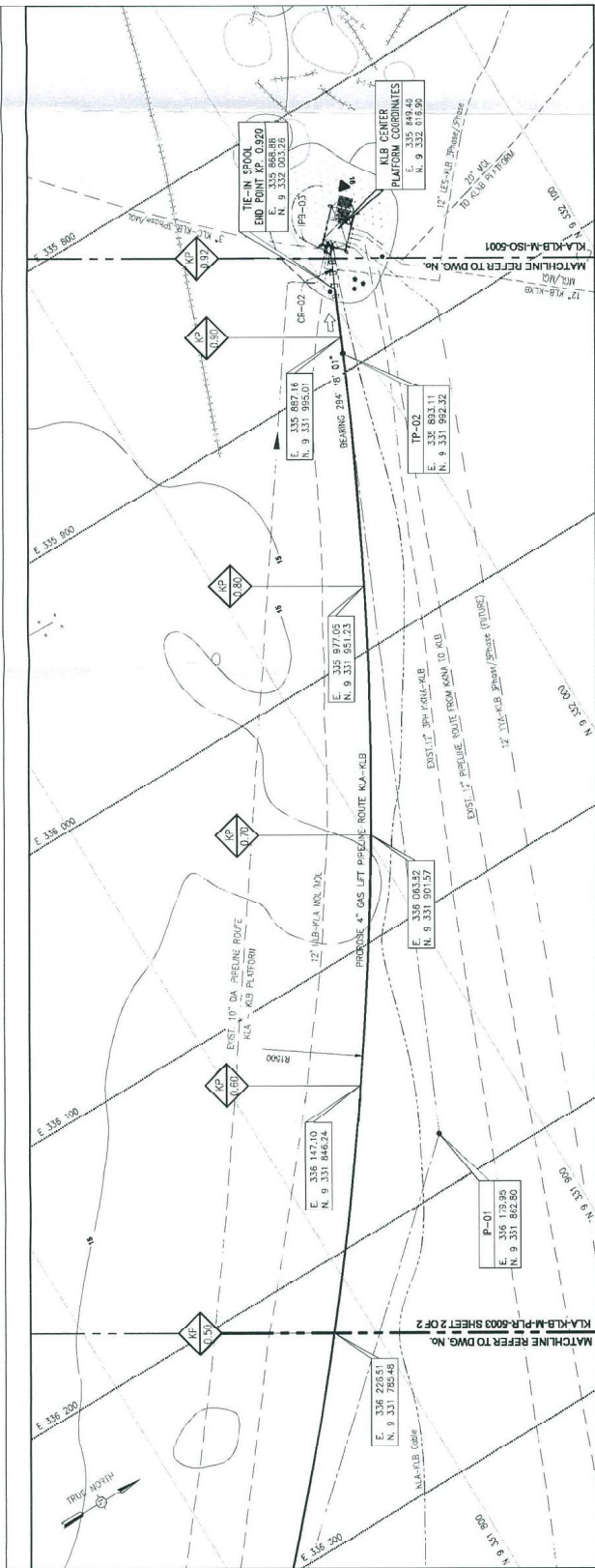
Maximum Combined stress ratio

Point : PIN2  
Stress N/mm2 : 268.13  
Allowable N/mm2 : 322.68  
Ratio : 0.83  
Load combination : G RTP1+U3{1}

\* \* \* The system satisfies B31.8 Offshore (2012) code requirements \* \* \*  
\* \* \* for the selected options \* \* \*







## BIODATA PENULIS



Priyo Imam Wicaksono, anak ketiga dari 3 bersaudara pasangan Hj. Herry P. Hadi, S.E. dan Hj. Putri Yasmin. Penulis lahir pada tanggal 8 Mei 1996 di Palembang, Sumatra Selatan dan dibesarkan di Surabaya sejak umur 3 tahun. Penulis mengawali pendidikan pertamanya di TK Aisyah Bustanul Atfal 14 Kemlaten, Surabaya. Penulis kemudian melanjutkan pendidikan sekolah dasar di SD Muhammadiyah 6 Gadung, Surabaya hingga kelas 5 SD, dan kemudian menyelesaikan pendidikan sekolah dasar di SD Muhammadiyah 22 Kemlaten, Surabaya. Setelah lulus dari sekolah dasar, penulis melanjutkan pendidikan di SMP Muhammadiyah 5 Pucang, Surabaya. Penulis kemudian melanjutkan pendidikan ke SMA Negeri 15 Surabaya. Setelah lulus dari bangku SMA penulis melanjutkan pendidikan ke perguruan tinggi di Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya melalui jalur undangan SNMPTN 2014.

Saat masa perkuliahan, penulis aktif dalam berbagai kegiatan pelatihan, kepanitiaan, dan organisasi. Beberapa pelatihan yang pernah diikuti oleh penulis di antaranya LKMM Pra-TD FTK-ITS, LKMM TD LKMM Pra-TD FTK-ITS, LKMM TD Teknik Kelautan FTK-ITS, dan beberapa pelatihan *software* yang digunakan selama perkuliahan serta beberapa pelatihan lain yang diselenggarakan oleh Himpunan Mahasiswa Teknik Kelautan ITS. Beberapa kepanitiaan yang pernah diikuti penulis di antaranya, PETROLIDA 2015 bertindak sebagai *Petrosmart Competition Event Committee*, GERIGI 2015 bertindak sebagai *Organizing Comittee* (OC), OKKBK Mahasiswa Baru 2015 bertindak sebagai *Organizing Comittee*. Beberapa organisasi yang pernah diikuti penulis di antaranya, UKM Kendo ITS menjabat sebagai anggota (2014-2015) dan sebagai staf sekretaris (2015-2016), AIESEC Surabaya menjabat sebagai *Talent Development Staff of Talent Management Department* (2015-2016).

Penulis sempat melakukan kerja praktik di PT. Biro Klasifikasi Indonesia – SBU Industri, Jakarta Utara selama 2 bulan. Dari kerja praktik tersebut, penulis

mendapatkan pengalaman dan ilmu baru mengenai inspeksi pipa bawah laut. Penulis juga mendapatkan ilmu mengenai analisis struktur menggunakan *software GT Strudl*.

Penulis sangat tertarik dengan analisis dan perancangan infrastruktur lepas pantai, terutama analisis dan perancangan pipa bawah laut. Karena hal ini, penulis mengambil bidang ahli perancangan dan produksi bangunan laut dengan tema tugas akhir yaitu *offshore pipeline*.

Email penulis : [priyoimamw@gmail.com](mailto:priyoimamw@gmail.com)